Neue Möglichkeiten für digitale Distanzschutz-Einrichtungen, insbesondere in den Reservestufen

Der Technischen Fakultät der
Universität Erlangen-Nürnberg

zur Erlangung des Grades

DOKTOR - INGENIEUR

vorgelegt von
Reiner Kolb

Erlangen-1985

1986 № 464

Neue Möglichkeiten für digitale Distanzschutz-Einrichtungen, insbesondere in den Reservestufen

Der Technischen Fakultät der
Universität Erlangen-Nürnberg

zur Erlangung des Grades

D O K T O R - I N G E N I E U R

vorgelegt von

Reiner Kolb

Erlangen-1985

Digitized by the Internet Archive
in 2026

https://archive.org/details/IA41538118_0010

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg.

Herrn Professor Dr.-Ing. G. Hosemann danke ich herzlich für die Anregung zu dieser Arbeit, für sein stetes Interesse und die freundliche Unterstützung.

Herrn Professor Dr.-Ing. G. Pfaff bin ich für die Übernahme des Korreferates sehr zu Dank verpflichtet.

Mein Dank gilt auch der Deutschen Forschungsgemeinschaft, die diese Arbeit im Rahmen des Schwerpunktprogrammes "Komponenten und Systeme für die Versorgung von verdichteten Siedlungsräumen mit elektrischer Energie" förderte.

Den Freunden und Kollegen am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung möchte ich danken für das angenehme Klima, in dem ich arbeiten konnte.

Die sorgfältige Ausführung der Bilder erfolgte durch Frau I. Hartmann. Praktische Hilfe beim Aufbau der Meßanordnung fand ich bei den Herren D. Leuschner, F. Reichel und J. Wolfrum. Daneben trugen die Studien- und Diplomarbeiten der Herren P. Bär, M. Hajek, J. Kobiela und G. Pöllot viel zum Gelingen der Arbeit bei. Ihnen allen sei an dieser Stelle herzlich gedankt.

Als Dissertation genehmigt von der
Technischen Fakultät der
Universität Erlangen-Nürnberg

Tag der Einreichung:	14. Juni 1985
Tag der Promotion:	15. Januar 1986
Dekan:	Prof. Dr.-Ing. H. Brand
Berichterstatter:	Prof. Dr.-Ing. G. Hosemann
	Prof. Dr.-Ing. G. Pfaff

Inhaltsverzeichnis

1. Einführung 1

1.1 Aufgabe des Netzschutzes 1

1.2 Anforderungen an die Schutzeinrichtungen 1

1.3 Entwicklung des Netzschutzes und seine Schutzkriterien 2

1.4 Technische Ausführung 4

2. Der Schutz auf Rechnerbasis 6

2.1 Abriß der Entwicklung 6

2.2 Aufbau und Gliederung 7

2.2.1 Das Gesamtsystem 7

2.2.2 Die Einzelgeräte 9

2.2.3 Vorteile durch die neue Technik 11

2.3 Algorithmen für den Distanzschutz auf Rechnerbasis 13

2.3.1 Filterung der Abtastwerte 13

2.3.2 Bestimmung der Impedanz aus den Zeigern von $\underline{U}$ und $\underline{I}$ 14

2.3.3 Bestimmung der Impedanz aus der Differentialgleichung 16

3. Neue Möglichkeiten für die Reservestufen in vermaschten Netzen 17

3.1 Probleme bei den bisherigen Verfahren 17

3.1.1 Staffelung von Distanzschutzrelais 17

3.1.2 Staffelprobleme in den Reservestufen 18

3.1.3 Vorrang der Selektivität 20

3.2 Verbesserung des Reserveschutzes mit Geräten auf Rechnerbasis 23

3.2.1 Einstellung nach dem Netzschaltungszustand 23

3.2.2 Rückwärtseinstellung der dritten und kombinierte Vor- und Rückwärtseinstellung der zweiten Stufe 28

3.2.3 Fehlerortserkennung in den Reservestufen bei vermaschten Netzen 31

3.2.3.1 Bestimmung der möglichen Fehlerzonen 31

3.2.3.2 Fehlerortserkennung bei Überlappung der Fehlerzonen 33

3.2.4 Ein neues Konzept für die Reservestufen 35

4. Kurzschlußimpedanzberechnung 42

4.1 Allgemeines 42

4.2 Aufstellung der Knotenpunktsadmittanzmatrix 46

4.3 Berechnung der Kurzschlußimpedanzen aus der invertierten Knotenpunktsadmittanzmatrix 47

4.3.1 Behandlung der Teilpunkte als zusätzliche Netzknoten 48

4.3.2 Bestimmung der Kurzschlußimpedanzen ohne zusätzliche Netzknotenpunkte 50

5. Verwendung von U/ΔI zur Impedanzbestimmung 51

5.1 U/ΔI für die Reservestufen 51

5.2 U/ΔI für die Grundstufe 53

5.2.1 Ausschließliche Verwendung von Meßdaten des Relaiseinbauortes 53

5.2.2 Verwendung von weiteren Netzkennwerten 58

6. Messungen an einem Netzmodell 66

6.1 Beschreibung der Meßanordnung 66

6.1.1 Drehstrommodell für Netz- und Kraftwerksbetrieb 66

6.1.2 Verwendeter Rechner 67

6.1.3 Ankopplung ans Netzmodell 68

6.1.4 Programmierung 70

6.2 Messungen zur Genauigkeit der Impedanzbestimmung 72

6.3 Übereinstimmung zwischen Rechnung und Messung bei Berechnung der Impedanz mit $\underline{U}/\underline{I}$ 74

6.4 Übereinstimmung zwischen Rechnung und Messung bei Berechnung der Impedanz mit $\underline{U}/\Delta\underline{I}$ 79

6.5 Ausschluß nicht verwendbarer Werte 87

6.6 Zusammenfassung der Meßergebnisse 90

7. Überprüfung der Anwendbarkeit der Fehlerorts-erkennung an einem realen 110kV-Netz 91

8. Zusammenfassung 99

9. Ausblick 103

10. Literatur 104

A. Anhang 114

A1. Gleichungen zur Ermittlung der Kurzschlußimpedanz mit zusätzlichen Netzknoten 114

A1.1 Einpoliger Erdkurzschluß 114

A1.2 Zweipoliger Kurzschluß ohne Erdberührung 117

A1.3 Zweipoliger Kurzschluß mit Erdberührung 118

A2. Gleichungen zur Bestimmung der Kurzschlußimpedanz aus der $(KAM)^{-1}$ ohne zusätzliche Knoten 120

A2.1 Zweipoliger Kurzschluß ohne Erdberührung 120

A2.2 Einpoliger Erdkurzschluß 121

A3. Die A4-Methode zur Impedanzbestimmung 122

A4. Fourier-Ananlyse zur Impedanzbestimmung 126

1. Einführung

1.1 Aufgabe des Netzschutzes

Die im Netz der elektrischen Energieversorgung unvermeidbar auftretenden Kurzschlüsse können, wenn sie nicht schnell genug abgeschaltet werden, zu erheblichen Schäden an der Fehlerstelle führen. Daneben kann aber ein noch größerer volkswirtschaftlicher Schaden entstehen, wenn es zu weitreichenden Verbraucherabschaltungen kommt, sei es aufgrund einer Überfunktion der Schutzeinrichtungen, sei es durch Außertrittfallen von Generatoren und damit verbundene Auslösungen bei zu langer Kurzschlußdauer. Schlimmstenfalls kann das Verbundnetz in einzelne Inseln zerfallen. Aufgabe des Netzschutzes muß es daher sein, die gestörten Betriebsmittel gezielt und möglichst schnell abzuschalten. Da die Netze meist redundant aufgebaut sind, hat der Ausfall eines einzigen Betriebsmittels normalerweise keine negativen Folgen.

1.2 Anforderungen an die Schutzeinrichtungen

Um seiner Aufgabe gerecht zu werden, muß der Netzschutz folgende Eigenschaften aufweisen:

- -Zuverlässigkeit
- -Selektivität
- -Schnelligkeit

Die geforderte Zuverlässigkeit verlangt, Über- und Unterfunktionen möglichst auszuschließen. Eine hohe Zuverlässigkeit wird durch Sorgfalt bei Konzipierung und Herstellung der Schutzeinrichtungen, regelmäßige Wartung im Betrieb sowie nötigenfalls durch Redundanz erreicht. Der Selektivi-

tät wird im allgemeinen Vorrang vor der Schnelligkeit eingeräumt, um Versorgungsunterbrechungen zu vermeiden. Eine Ausnahme können große Generatorsätze darstellen, bei denen es wegen der Torsionsbeanspruchung der Welle bei Nahkurzschlüssen vor allem auf sehr kurze Abschaltzeiten ankommt.

1.3 Entwicklung des Netzschutzes und seine Schutzkriterien

Eine über die folgende kurze Übersicht hinausgehende ausführlichere Darstellung findet sich in /72/. Die ersten Schutzeinrichtungen in der Zeit vor 1900 waren Schmelzsicherungen, zunächst völlig offen, später für den Personenschutz mit Rohren ummantelt.

Die ersten Schutzrelais, die kurz nach 1900 auf den Markt kamen, benutzten wie die Sicherungen den Überstrom als Auslösekriterium. Dieses Prinzip wird auch heute noch verwendet. Bei den abhängigen Überstromzeitrelais nimmt die Auslösezeit mit wachsendem Strom ab, wogegen sie bei den unabhängigen fest eingestellt wird. Ein Nachteil der zeitabhängigen Ausführung ist die schwierigere Einbindung in einen selektiven Staffelplan.

Die Forderung nach kurzen Abschaltzeiten unabhängig vom Fehlerort, die der Überstromzeitschutz nicht erfüllen kann, führte zur Verwendung anderer Schutzkriterien. Zunächst wurde die Stromsumme von Ein- und Ausgang eines Betriebsmittels als Indiz für innenliegende Fehler ausgewertet. Dieser sogenannte Differentialschutz wurde 1904 in England entwickelt und ständig verbessert, so daß heute auch Stromwandlerfehler und Einschaltstromstöße von Transformatoren keine Probleme mehr darstellen.

Ähnlich kurze Auslösezeiten wie beim Differentialschutz lassen sich mit dem Distanzschutz erreichen. Ein zusätzlicher Vorteil ist es, daß die Relais gleichzeitig Grund- und Reserveschutzfunktionen übernehmen können. Das zugrundeliegende Meßprinzip beruht auf dem in etwa linearen Zusammenhang zwischen der Entfernung des Fehlers und der Impedanz der Kurzschlußbahn. Je nach Fehlerentfernung wird sofort oder verzögert abgeschaltet. Die Anfänge dieser Schutzart lassen sich bis 1904 zurückverfolgen, produziert und eingesetzt wurden Distanzrelais aber erst nach 1920. Der Distanzschutz ist äußerst vielseitig anwendbar und im Hochspannungsnetz zu der meist eingesetzten Schutzart geworden.

Weitere Arten des Netzschutzes sind der dem Differentialschutz verwandte Phasenvergleichschutz, bei dem nicht die Leiterströme, sondern nur ihre Vorzeichen fernübertragen werden und der Sammelschienenschutz.

Die Schutzeinrichtungen wurden im Laufe der Zeit den technischen Möglichkeiten entsprechend weiterentwickelt und auch mit Zusätzen versehen, die den Differentialschutz die Einschaltströme von Transformatoren beherrschen lassen, oder beim Distanzschutz die Erfassung der gesamten Leitungslänge in Schnellzeit ermöglichen. Hingegen wurden seit den zwanziger Jahren keine grundlegend neuen Schutzkriterien eingeführt. Denkbar wäre beispielsweise eine Auswertung von Wanderwellenvorgängen. Es ist allerdings zu erwarten, daß auch in absehbarer Zeit der Schutz noch auf den erwähnten Prinzipien basieren wird, die sich in vielen Jahren bewährt haben und den Anforderungen gerecht werden.

1.4 Technische Ausführung

Anfänglich handelte es sich um elektromagnetische Relais und um Induktionsrelais (Ferrarisrelais), die entweder direkt in den Hochspannungskreis geschaltet (Primärrelais) oder über Wandler angeschlossen wurden (Sekundärrelais). Ein bedeutender Schritt vorwärts war die Verwendung der Gleichrichtertechnik zusammen mit Drehspulmeßwerken, die 1938 erstmals für die Schutztechnik vorgeschlagen wurde und sich nach 1945 allgemein durchsetzte. Leistungsbedarf und Kommandozeiten konnten entscheidend verbessert werden. Weitere Verbesserungen wurden durch die schrittweise Einführung weiterer Halbleiterbauteile möglich, bis hin zu den vollstatischen Relais der siebziger Jahre. Ein neuer Wechsel der Technik steht bevor, der Übergang von der analogen zur digitalen Verarbeitung durch Rechnerschaltkreise, wozu Kapitel 2 eine Übersicht gibt.

Beispiele der erreichten Verbesserungen in der Selektivschutztechnik zeigt Bild 1.

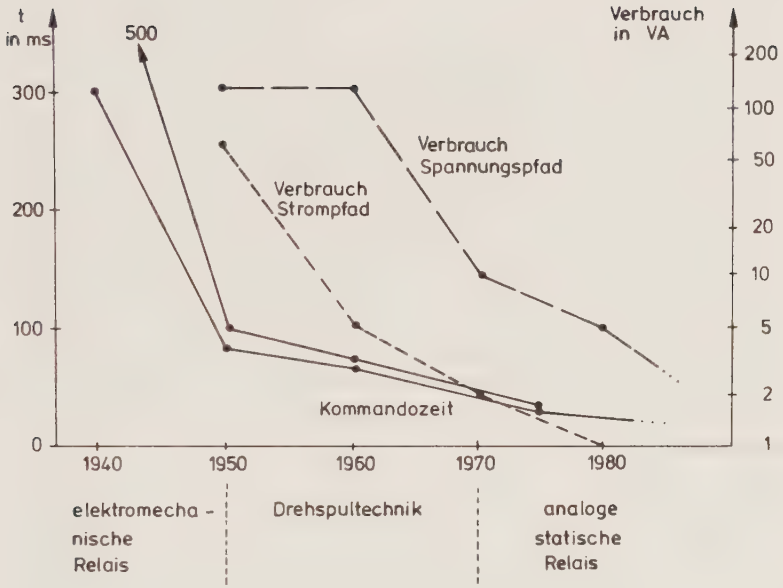


Bild 1: Kommandozeiten und Leistungsbedarf von Schutzeinrichtungen, vergl. /76/ .

2. Der Schutz auf Rechnerbasis

2.1 Abriß der Entwicklung

Die Möglichkeit, Rechnern die Schutzaufgaben in Energieversorgungsnetzen zu übertragen, wurde etwa seit 1970 in Betracht gezogen (/70/, /71/). Im Jahr 1972 wurde dann über erste Versuche mit einem Prozeßrechner im Hochspannungsnetz berichtet (/69/). Der Rechner war für den Schutz eines Abzweigs zuständig. In Deutschland fanden erste Netzversuche im Mittelspannungsnetz im Jahr 1976 statt (/57/). Bei diesem Projekt erledigte ein Prozeßrechner neben anderen Aufgaben den Distanzschutz für eine ganze Station. Für die Anregung des Distanzprogramms sorgten dabei UMZ-Relais *), die außerdem als Reserveschutz dienten. Die Anlage bewährte sich recht gut, so daß noch weitere Stationen damit ausgerüstet wurden.

Mit der Verfügbarkeit von leistungsfähigen Mikroprozessoren und dem Preisrückgang auf diesem Gebiet wurden neue Lösungen technisch und wirtschaftlich machbar. Wie auch in der bisherigen Technik üblich, läßt sich nun jeder Anlagenteil mit eigenem Rechnerschutz ausstatten. Zum Thema Schutzalgorithmen und Rechnerarchitektur wurden in den zurückliegenden Jahren viele Arbeiten veröffentlicht. Als Beispiele können /23/, /27/-/30/, /34/,/41/ und /47/ angeführt werden.

Derzeit werden digitale Fehlerorter und Frequenzrelais mit Mikroprozessoren produziert (/23,S.36/, /52/). Weitere Komponenten sind in nächster Zeit zu erwarten.

*) UMZ-Schutz = Unabhängiger Maximalstrom Zeitschutz

2.2 Aufbau und Gliederung

2.2.1 Das Gesamtsystem

Rechner können relativ leicht Informationen aller Art auch über weitere Entfernungen hinweg untereinander austauschen. Außerdem können sie Daten in vielfältiger Form über Peripheriegeräte aufnehmen und ausgeben. In ihrem betriebsnotwendigen Speicher kann man auch wichtige Meßwerte festhalten. Wenn man die Schutzeinrichtungen mit der Leittechnik auf Rechnerbasis koppelt, erhält man dadurch neben anderen Vorteilen wesentlich mehr Information aus dem Netz, als bisher. Die eigentlichen Schutzaufgaben müssen allerdings völlig autark ausgeführt werden können. Ein solches System könnte etwa entsprechend Bild 2.1 aufgebaut sein. Diejenigen Teile, die direkt Analog- oder Digitalwerte aus dem Hochspannungsfeld aufnehmen, bzw. an dieses abgeben, werden zweckmäßigerweise auch räumlich diesem zugeordnet. Dadurch erhält man zwei Ebenen, die z.B. durch serielle Schnittstellen miteinander gekoppelt werden; diese haben den Vorteil geringer Störempfindlichkeit bei kleinem Aufwand. Den besten Schutz gegen Beeinflussung erhält man bei Verwendung von Lichtleitern. Der Aufbau in zwei Ebenen bietet bei Neuanlagen den Vorteil der wesentlich geringeren notwendigen Verkabelung. Die untere Ebene umfaßt dabei die dezentralen Aufgaben, wie zum Beispiel

- Abzweigschutz
- Transformatorschutz
- Messung von $\underline{U}$, $\underline{I}$, P, Q

In der oberen, der Wartenebene, geht es um

- Steuerung, Bedienung, Meldung
- Zentrale Schutzfunktionen (Sammelschienendifferentialschutz, Schaltfehlerschutz etc.)
- Verbindung zum Zentralrechner (Netzleitstelle)

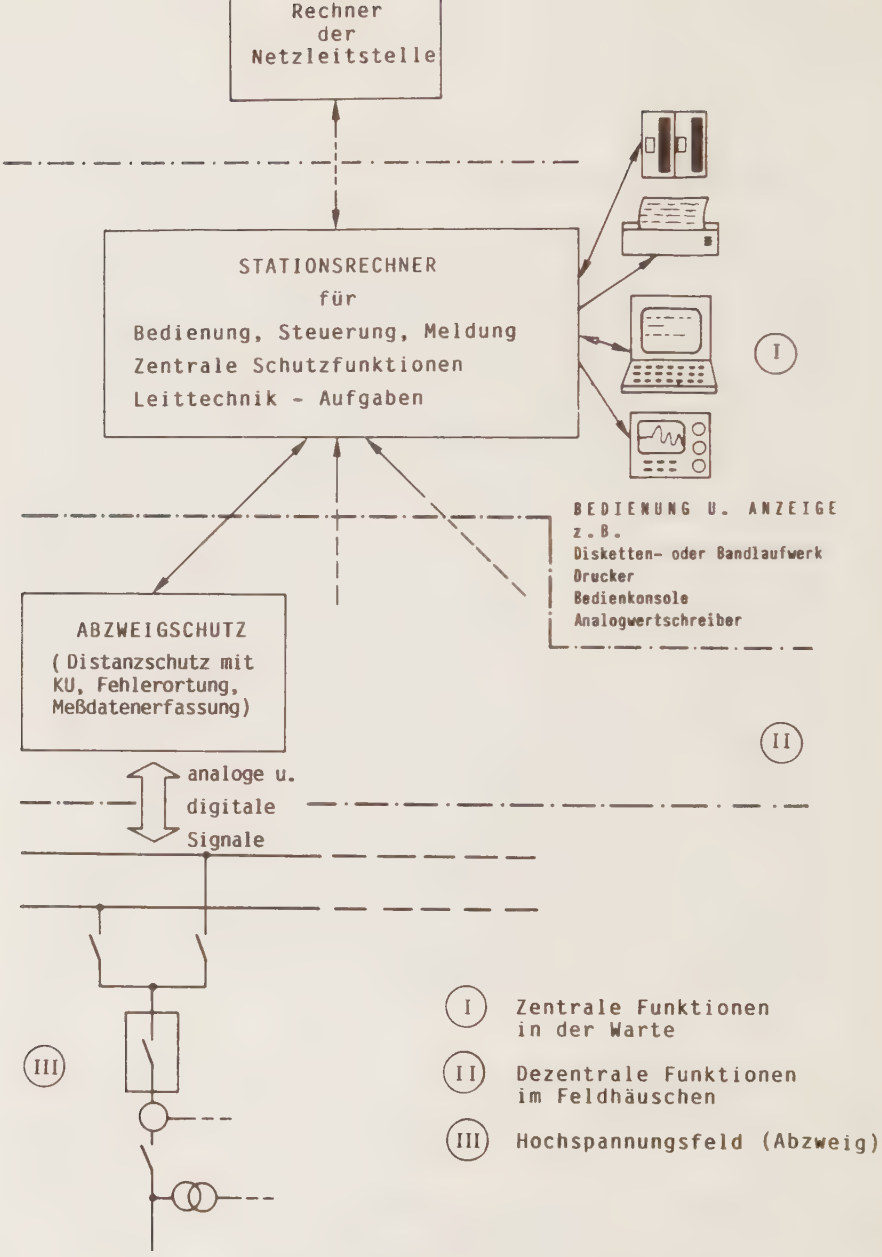


Bild 2.1: Schema eines rechnergestützten Systems für Leit- und Schutzaufgaben

Mit den nur einmal notwendigen, komfortablen Ein- und Ausgabegeräten können Meldungen, Meßwerte und Analogsignale aus der ganzen Station zur Anzeige gebracht werden. Solche und ähnliche Schutzsysteme werden in /23,S.22-31 und S.32-41/, /27/ und /36/ beschrieben.

Eine Abschätzung der Leistungsfähigkeit einer seriellen Verbindung erhält man, wenn man die V24/V28 Norm /77/ zugrunde legt, die gängigste Schnittstelle dieser Art. Sie wird mit Umsetzern über Entfernungen bis etwa 1000 Meter mit Datenraten bis 19,2 Kilobaud betrieben. Ein 8-Bit Datenwort plus Start-, Stop- und Paritätsbit benötigt also in etwa 0,57 ms. Insbesondere die Verteilung von abgetasteten Signalwerten in digitaler Form ist demnach damit nur bei niedrigen Abtastraten möglich. Mit Lichtleitern sind allerdings wesentlich höhere Übertragungsgeschwindigkeiten erreichbar (ca. 200 Kilobaud).

2.2.2 Die Einzelgeräte

Bei den gestellten Leistungsanforderungen kommen nur 16-Bit Prozessoren in Frage. Die ganze Palette der Aufgaben läßt sich mit wenigen Funktionsgruppen bearbeiten. Es sind im wesentlichen Verarbeitungseinheiten, Speicher, Schnittstellenbausteine, binäre Ein- und Ausgänge und Analog-Digital-Wandler notwendig. Das Bussystem muß mehrere Verarbeitungseinheiten zulassen. Die Reduzierung der Platinenentwicklung auf wenige Grundtypen ermöglicht relativ große Stückzahlen und preiswerte Fertigung, sofern man nicht ohnehin weitgehend zu fertigen Standard-Industriebaugruppen greift (/40/).

Die Funktion der Geräte wird fast ausschließlich durch die Programmierung bestimmt, d.h. Geräte für z.B. Distanzschutz

und Differentialschutz können aus den gleichen Baugruppen bestehen. Damit ist der Aufwand für Programme wohl auch einer der wichtigsten Kostenfaktoren. Die Preisentwicklung, verglichen mit den bisherigen Geräten, ist noch nicht klar abzusehen. Die geringe notwendige Baugruppenvielfalt und der kleine Verkabelungsaufwand lassen aber zumindest für Neuanlagen günstige Prognosen zu. Zu berücksichtigen ist dabei auch, daß die neue Technik wesentliche Vorteile hinsichtlich Bedienung, Verfügbarkeit (Selbsttest), sowie Information, besonders für Störfallaufklärung, bietet.

Zur Gerätetechnik sollen noch zwei Punkte angesprochen werden: die Analogeingabe und die Verarbeitungskapazität der Mikroprozessoren. Bei den einzulesenden Analogwerten stellt der Kurzschlußstrom aufgrund seines großen Dynamikbereiches hohe Anforderungen an die Analog-Digital-Wandlung. In der Nähe leistungsstarker Sammelschienen kann der Kurzschlußstrom leicht etwa 50 mal so groß werden, wie der größte Betriebsstrom, wozu im ungünstigsten Fall noch das volle Gleichglied kommt. Mit 12-Bit A/D - Wandlern erreicht man 2^{11} = 2048 Schritte für die Amplitude. Setzt man die Übersteuerungsgrenze bei dem 100-fachen des größten Betriebsstroms an, so kann letzterer nur noch mit etwa 5% Genauigkeit aufgelöst werden. Soll der Digitalwert aber auch für Meßzwecke verwendet werden, oder sind stromschwache Fehler zu erwarten,so muß entweder ein höher auflösender Wandler verwendet werden zusammen mit entsprechend rausch- und störfreier analoger Signalvorbehandlung, oder im Bedarfsfall eine Umschaltung der Verstärkung des Analogsignal erfolgen, was in genügend kurzer Zeit realisiert werden kann.

Eine ausreichende Verarbeitungskapazität der Zentraleinheit bietet erst ein 16-Bit Prozessor. In /24/ und /40/ wird gezeigt, daß man damit die Impedanz dreier Leiterschleifen überwachen kann, selbst wenn auf Anregung und Meßgrößenaus-

wahl verzichtet und die Impedanz nach jedem Abtastintervall berechnet wird. Dies reicht für gelöschte Netze aus. Bei starr geerdeten Netzen, oder bei Schutzalgorithmen, die höhere Anforderungen an die Rechenleistung stellen, zum Beispiel bei aufwendiger digitaler Filterung der Eingangsgrößen, sind mehrere Prozessorbaugruppen nötig. Allerdings kann bei dieser Methode zur Steigerung der Rechenleistung der Informationsaustausch über den gemeinsamen Bus einen Engpaß darstellen. Ein anderer Weg, die Rechenkapazität beträchtlich zu steigern, bietet sich durch spezielle Signalprozessoren, die gerade für Schutz-Anwendungsfälle recht günstige Möglichkeiten bieten.

2.2.3 Vorteile durch die neue Technik

Die Gründe, die für die Einführung der neuen Schutztechnik sprechen, liegen nicht unbedingt in der Verbesserung der bisherigen Schutzfunktionen. So sind zum Beispiel bei den Kommandozeiten des Distanzschutzes wiederum etwa 10-20 ms zu erwarten wie auch beim bisher üblichen elektronischen Schutz. Die wesentlichen Verbesserungen liegen vielmehr in den Bereichen

- Bedienung, Information
- Zusatzfunktionen
- Verfügbarkeit .

Außerdem ergeben sich durch die geringere Baugruppenvielfalt und die einfachen und standardisierten seriellen Verbindungen auch Vorteile bei der Reservehaltung und Installierung.

Der erste der obigen Punkte wird hauptsächlich durch die Speichermöglichkeiten und die universell nutzbare Kopplung der Geräte bestimmt. So sind alle Ablaufdaten der Schutzge-

räte leicht von der Warte, oder auch von der Netzleitstelle aus abrufbar. In umgekehrter Richtung können zum Beispiel Schutzparameter leicht geändert werden, auch automatisch. Die gespeicherten Abtastwerte der Netzgrößen können benutzt werden, um zumindest näherungsweise die Verläufe von Strom und Spannung vor und nach dem Kurzschlußeintritt zu rekonstruieren. Diese Kurzschlußschriebe lassen sich auch platzsparend und dauerhaft auf Band oder Disketten abspeichern. Meldungen können mit Uhrzeit- und Datumsangabe gekoppelt werden mit Auflösung bis in den Millisekunden-Bereich.

Bei den Zusatzfunktionen sollen nur einige Möglichkeiten genannt werden. Ohne Schaltungserweiterungen, nur durch entsprechende Programmierung sind zum Beispiel realisierbar: Fehlerortung, Kurzunterbrechung, Prüfung auf Synchronismus vor Wiederzuschaltung. Dies ist derzeit nur durch Zusatzgeräte ausführbar. Daneben werden Funktionen ermöglicht, die bisher nicht genutzt werden können, wie die Parametrierung des Schutzes durch den Netzleitrechner entsprechend dem gerade vorliegendem Netzzustand.

Die Verfügbarkeit des Schutzes im Betrieb kann durch Testroutinen in den Programmen gesteigert werden. Es sind Tests durch den Schutz selbst,sowie von außen durch den Stationsrechner denkbar. Schwerwiegende Fehler, bei denen die Zentraleinheit nicht mehr sinnvoll arbeitet, lassen sich von außen durch falsche oder keine Reaktion auf zyklisch gesendete Prüftelegramme erkennen. Leichtere Fehler an einzelnen Komponenten (zum Beispiel defekte Speicherplätze) kann der Schutz durch regelmäßig durchgeführte Testprogramme registrieren. Das gilt auch für bestimmte außenliegende Fehler. So lassen sich zum Beispiel defekte Strom- und Spannungswandler erkennen, indem man an einem Abzweig bei normalem Betrieb die Stromsumme auf Null prüft oder die Spannungs-Amplituden aller Abzweige einer Sammelschiene durch den

Stationsrechner vergleicht. Erkannte Fehler werden sofort gemeldet, eine regelmäßige Überprüfung der Geräte kann entfallen.

2.3 Algorithmen für den Distanzschutz auf Rechnerbasis

Hier werden nur einige prinzipielle Möglichkeiten aufgezeigt. Für ausführlichere Darstellungen kann besonders auf /34/, sowie auf weitere im Text angeführte Quellen verwiesen werden.
Es werden drei Gruppen unterschieden:

- Verfahren zur Filterung der Abtastwerte
- Bestimmung der Impedanz aus den Zeigern von $\underline{U}$ und $\underline{I}$
- Bestimmung der Impedanz aus der Differentialgleichung

2.3.1 Filterung der Abtastwerte

Für die Impedanzbestimmung wird im allgemeinen nur die Grundschwingung herangezogen. Um die abgetasteten Zeitverläufe im Rechner zu glätten, sind die üblichen Verfahren der digitalen Filterung geeignet (/18/, /19/). Daneben ist in der Literatur eine abschnittsweise Polynomnäherung zu finden. Diese ist einfach zu realisieren, sie läßt sich auf eine ganzzahlige Gewichtung der Abtastwerte zurückführen (/73/). So erhält man eine Polynomnäherung 3. Ordnung für den zentralen Punkt eines Satzes aus fünf Abtastwerten mit der Gewichtung:

-3 12 17 12 -3 ; Normalisierungsfaktor 35

Mit diesem Hilfsmittel lassen sich auch leicht die Ableitungen der geglätteten Zeitfunktionen bestimmen.

2.3.2 Bestimmung der Impedanz aus den Zeigern von $\underline{U}$ und $\underline{I}$

Das eigentliche Problem hierbei ist die Bestimmung der komplexen Zeiger der Grundschwingungsgrößen, aus denen die Impedanz dann leicht abzuleiten ist. Zwei Verfahren sollen kurz angerissen werden:

In /50/ wird beschrieben, wie man die Parameter eines mathematischen Modells der Zeitfunktionen u und i bestimmen kann. Das dort verwendete mathematische Modell enthält das abklingende Gleichglied, die Grund- und einige harmonische Oberschwingungen. Stellt man die wirklichen Abtastwerte den Modellgleichungen gegenüber, also

$$x(t_\nu) = A_0 \cdot e^{-t_\nu/\tau} + \sum_{m=1}^{n} A_m \cdot \sin(m\omega t_\nu) + B_m \cdot \cos(m\omega t_\nu)$$

so erhält man mit jedem neuen Abtastwert eine Gleichung für die unbekannten Größen A_0, A_1 ... A_n, und B_1 ... B_n. Nach Linearisierung von $e^{-t_0/\tau}$ erhält man ein lineares Gleichungssystem, welches mit der Methode der kleinsten Fehlerquadrate gelöst werden kann. Nachteilig sind der hohe erforderliche Rechenaufwand und die Störungen durch nichtharmonische Frequenzen in den Einschwingvorgängen. Schnellere, aber auch ungenauere Algorithmen erhält man, wenn man einfachere Zeitfunktionen voraussetzt und keine redundanten Gleichungen auswertet.

Gebräuchlicher ist es, die komplexen Zeiger mit einer Fourieranalyse zu bestimmen. Dazu werden die Abtastwerte meist mit zugehörigen Augenblickswerten von reinen Sinus- und

Cosinusfunktionen korreliert (oder auch mit Rechteckfunktionen), also:

$$\mathrm{Re}\{\underline{U}\} = 1/N \cdot \sum_{m=1}^{N} u(t_0 + m\cdot\Delta t)\cdot\sin(\omega_0\cdot m\cdot\Delta t) \; ; \quad N\cdot\Delta t = T_0$$

$$\mathrm{Im}\{\underline{U}\} = 1/N \cdot \sum_{m=1}^{N} u(t_0 + m\cdot\Delta t)\cdot\cos(\omega_0\cdot m\cdot\Delta t)$$

Verwendet man Rechteckfunktionen, so ergeben sich Vorteile im Rechenzeitbedarf, aber auch schlechtere Unterdrückung von Störgrößen (Bild 2.2)

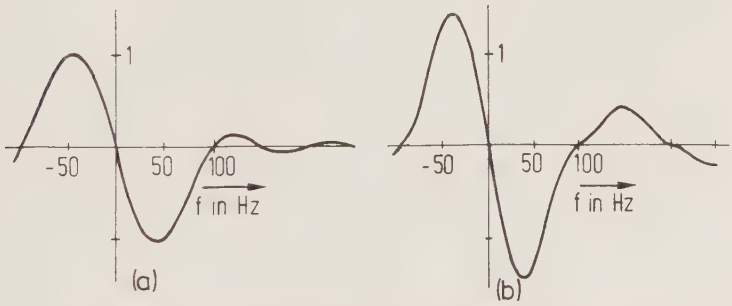
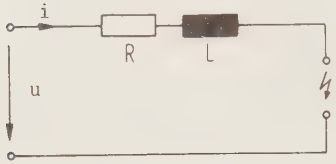


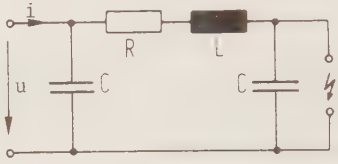
Bild 2.2: Amplitudenfrequenzgang bei Korrelation mit einer Sinus- (a) bzw. einer Rechteckfunktion (b) .

Diese Gruppe von Algorithmen zeigt ein recht gutes Verhalten bei annehmbarem Rechenbedarf. Nachteilig ist ihre Empfindlichkeit gegenüber abklingenden Gleichgliedern. Eine mögliche Verbesserung dieses Verhaltens läßt wieder den Rechenaufwand beträchtlich steigen (/64/). Daneben ist für eine gute Funktion ein Datenfenster über eine ganze Periode erstrebenswert, wodurch die Kommandozeit verzögert wird. Eine weitere Variante dieses Verfahrens findet sich in /65/.

2.3.3 Bestimmung der Impedanz aus der Differentialgleichung

Es wird die Differentialgleichung der kurzgeschlossenen Leitung gelöst, wobei man die Leitung meist als RL-Reihenschaltung, oder auch als π-Glied annimmt (Bild 2.3).





$$u = R \cdot i + L \cdot \frac{di}{dt}$$

$$u + RC \cdot \frac{du}{dt} + LC \frac{d^2u}{dt^2} = R \cdot i + L \cdot \frac{di}{dt}$$

Bild 2.3: Ersatzschaltungen einer Freileitung mit zugehörigen Differentialgleichungen

Die Lösung der Differentialgleichung erfolgt entweder direkt mit den genäherten Ableitungen der Zeitfunktionen, oder aber nach Integration der Gleichung. Durch günstige Wahl der Integrationsgrenzen kann man erreichen, daß höherfrequente Signalanteile gut unterdrückt werden (/66/, Bild 2.4)

Weitere Algorithmen dieser Art finden sich in /41/, /47/, /55/. Prinzipiell vorteilhaft bei ihnen ist, daß sie keine bestimmte Länge des Abtastfensters benötigen und vor allem, daß in der Differentialgleichung auch das sonst störende aperiodische Glied enthalten ist.

3. Neue Möglichkeiten für die Reservestufen in vermaschten Netzen

3.1 Probleme bei den bisherigen Verfahren

3.1.1 Staffelung von Distanzschutzrelais

Die üblichen Distanzschutzrelais besitzen meist drei impedanzabhängige und zwei impedanzunabhängige Staffelstufen. Die direkt zugeordnete Leitung wird in Schnellzeit abgeschaltet, wobei die erste Stufe etwa 10-15 % vor der nächsten Sammelschiene endet, um unselektive Auslösungen bei Kurzschlußorten gleich nach der Sammelschiene zu verhindern. Die anderen beiden impedanzabhängigen Stufen werden entsprechend behandelt, wobei hier der Sicherheitsabstand zum Kippunkt des nächsten Relais etwas größer gewählt wird (15-20%). Es wird vor allem angestrebt, daß die zweite Stufe die nächste Sammelschiene noch sicher mit einschließt.

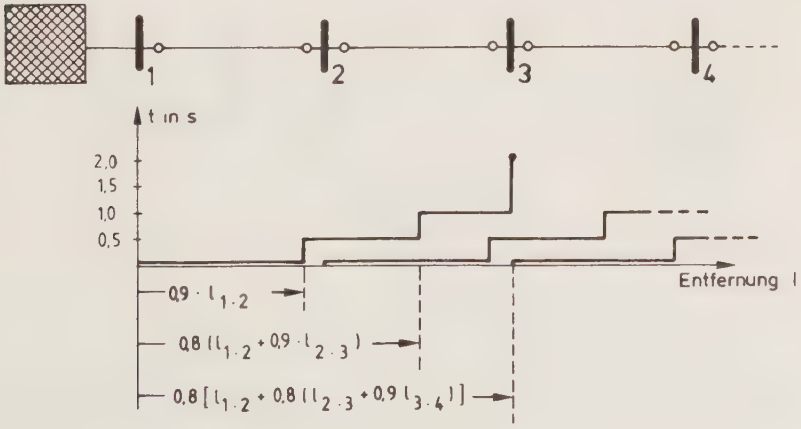


Bild 3.1 : Staffelung von Distanzschutzrelais

Die beiden impedanzunabhängigen Stufen sollen eine Notreserve darstellen, sie sind in vermaschten Netzen meist nicht mehr selektiv einstellbar. Eine von ihnen arbeitet noch richtungsabhängig, d.h. nur bei Fehlern in Vorwärtsrichtung des Relais, die letzte schließlich löst immer aus, wenn der Fehler eine bestimmte Zeit ansteht. Damit erhält man einen Staffelplan nach Bild 3.1 .

3.1.2 Staffelprobleme in den Reservestufen

Die Messung der Kurzschlußentfernung ist eindeutig für die direkt zugeordnete Leitung. Bei Leitungsverzweigungen wie in der 2. Stufe des Relais $D_{2.3}$ in Bild 3.2 gibt es jedoch Mehrdeutigkeiten, da die vom Kurzschluß betroffene Leitung nicht feststellbar ist. Nach Abschnitt 1.2 geht Selektivität des Schutzes vor Schnelligkeit. Deshalb behilft man sich in solchen Fällen bisher mit der Einstellung nach der kürzesten Leitung, um in jedem Fall die Selektivität zu wahren.

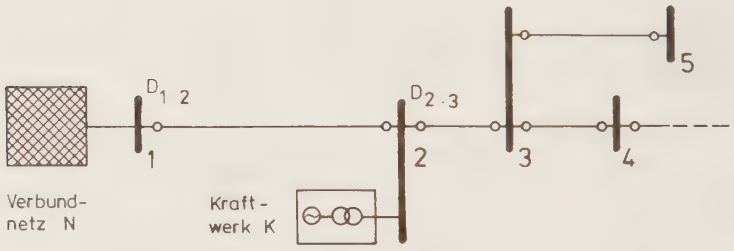


Bild 3.2 : Netzbeispiel mit Zwischeneinspeisung

Ein grundsätzliches weiteres Problem ergibt sich für die Reservestufen, wenn mehrere Kurzschlußstrom führende Pfade

zur Fehlerstelle existieren, wie dies in vermaschten Netzen meist der Fall ist. Ist der von einer Seite der kurzschlußbehafteten Leitung zum Fehlerort fließende Strom die Summe mehrerer Teilkurzschlußströme, so messen die entfernteren Relais nicht mehr die richtige Fehlerentfernung. In Bild 3.2 gilt dies für Relais $D_{1.2}$ bei Kurzschluß auf Leitung $L_{2.3}$, wenn das Kraftwerk K am Netz ist. Die sogennante Zwischeneinspeisung durch das Kraftwerk läßt die gemessene Impedanz größer werden als die Summe der Leitungsimpedanzen bis zum Fehlerort. Dies zeigt auch Bild 3.3 anhand der einpoligen Ersatzschaltung für einen dreipoligen Kurzschluß in der zweiten Stufe des Relais im Zweig von m nach n.

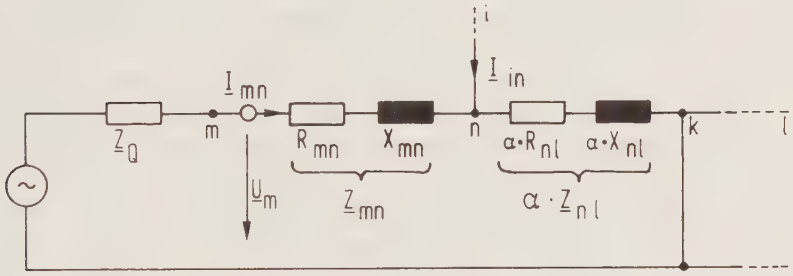


Bild 3.3: Ströme und Spannungen bei einem dreipoligen Kurzschluß im vermaschten Netz.

$$(3.1) \qquad \frac{\underline{U}_m}{\underline{I}_{mn}} = \underline{Z}_{mn} + \alpha \cdot \underline{Z}_{nl} \cdot \left(1 + \frac{\underline{I}_{in}}{\underline{I}_{mn}}\right)$$

Gleichung (3.1) gibt die zum Relais im Knoten m gehörige Meßimpedanz $\underline{Z}_{mn} = \underline{U}_m / \underline{I}_{mn}$ an. Man erkennt, daß durch die Zwischeneinspeisung von $\underline{I}_{in}$ die Meßimpedanz nicht mehr einfach die Summe der Leitungsimpedanzen $\underline{Z}_{mn} + \alpha \cdot \underline{Z}_{nl}$ ist. Meist fließt $\underline{I}_{in}$ in der eingezeichneten Richtung, dann wird die gemessene Impedanz größer, sie kann aber gelegentlich

auch kleiner werden. Dies ist dann der Fall, wenn im Knoten n eine Verzweigung des Stroms $\underline{I}_{mn}$ zur Kurzschlußstelle hin stattfindet, z.B. durch eine von n nach 1 führende Doppelleitung.

3.1.3 Vorrang der Selektivität

Die Verfälschungen der Distanzmessung werden bei bisherigen Staffelverfahren entweder überhaupt nicht berücksichtigt (sogenannte kilometrische Staffelung) oder es wird der ungünstigste Fall der Verkleinerung der Meßimpedanz zugrundegelegt (Staffelung für kleinstmögliche Meßimpedanz). Das erste Verfahren ist besonders einfach durchzuführen. Es erhält seine Berechtigung in vermaschten Netzen dadurch, daß die Zwischeneinspeisungen in der Regel zu einer Meßwertvergrößerung führen, wodurch man im Prinzip auf der sicheren, also selektiven Seite bleibt. Doppelleitungen, die zur Verkleinerung der gemessenen Impedanz führen, werden mit der halben Impedanz eingesetzt. Für das zweite Verfahren muß eine Kurzschlußimpedanzberechnung durchgeführt werden. Dazu wird das vorliegende Netz so abgeändert,daß der ungünstigste Fall erreicht wird. Es bleibt nur eine Quelle wirksam, der ganze Kurzschlußstrom fließt durch das einzustellende Relais. Zwischen dem Relais und dem Kurzschlußort bleiben alle Maschen erhalten, die eine Verzweigung des Kurzschlußstromes zur Fehlerstelle zulassen. Damit geht man aber allermeist von Netzschaltungen aus, die bei geordnetem Betrieb nicht vorkommen können und erhält sehr kurze Reichweiten bei normalen Verhältnissen.

Die Absicht, mit diesen kurzen Einstellungen eine strikte Selektivität zu gewährleisten, kann aber auch in das Gegenteil umschlagen. Dies wird schon in /9/ beschrieben, und

soll an einem Zahlenbeispiel verdeutlicht werden. Dazu betrachten wir das Netz aus Bild 3.2 mit folgenden Werten:

Leitungslängen:

$$l_{1.2} = 50\text{km},\ l_{2.3} = l_{3.4} = 20\text{km},\ l_{3.5} = 30\text{km}$$

Äquivalentlängen der beiden Quellenimpedanzen:

$$l_N = l_K = 30\text{km}$$

Für die kilometrische Staffelung nach Bild 1 erhält man als Grenzwerte:

1.Stufe: $0{,}9 \cdot 50\text{km} = 45\text{km}$

2.Stufe: $0{,}8 \cdot (50 + 0{,}9 \cdot 20)\text{km} = 54{,}4\ \text{km}$

3.Stufe: $0{,}8 \cdot (50 + 0{,}8 \cdot (20 + 0{,}9 \cdot 20))\text{km} = 64{,}3\ \text{km}$

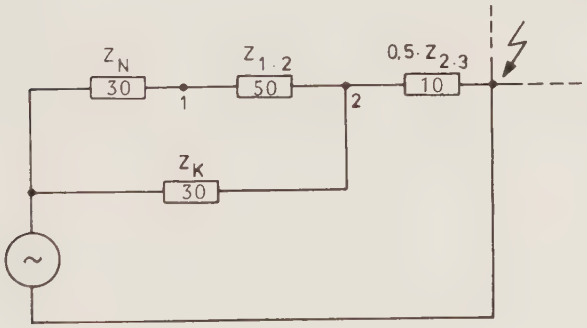


Bild 3.4: Ersatzschaltung für dreipolige Fehler in der Mitte der Leitung von 2 nach 3 in Bild 3.2 . In den Impedanzkästchen sind die Leitungslängen in km eingetragen.

Für die Berechnung des tatsächlichen Meßwertes bei einem Kurzschluß in der Mitte der Leitung $L_{2.3}$ wird vereinfachend angenommen, daß nur gleiche Impedanzwinkel auftreten und auch die treibenden Spannungen in Betrag und Phase gleich sind. Aus der daraus resultierenden Ersatzschaltung nach

Bild 3.4 erhält man mit Gleichung 3.1 für die gemessene Fehlerentfernung von $D_{1.2}$

$$1 = 50\text{km} + 0{,}5 \cdot 20\text{km} \cdot (1 + 2{,}67)$$

oder eine Fehlerentfernung von 86,7 km. Der Distanzschutz $D_{1.2}$ würde bei Versagen des vorgelagerten Schutzes den Kurzschluß weder der zweiten noch der dritten Stufe zuordnen, sondern erst in der impedanzunabhängigen vierten Stufe auslösen. Abgesehen von der langen Abschaltzeit ist diese wie erwähnt in vermaschten Netzen kaum selektiv zu staffeln.
In /9/ wird zur Verbesserung dieses Umstandes eine Staffelung vorgeschlagen, die sich nicht nach der kleinstmöglichen Meßimpedanz beim absolut ungünstigsten angenommenen Netzzustand richtet, sondern nach dem härtesten Fall der im normalen Netzbetrieb tatsächlich auftreten kann. Dieser muß mit Rechenprogrammen bestimmt werden unter Vorgabe der Anzahl von Betriebsmitteln (Kraftwerksblöcke, Freileitungen, Transformatoren), die für Revision oder in Schwachlastzeiten gleichzeitig abgeschaltet sein können, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Mit diesem Verfahren wurden deutliche Steigerungen der Reichweite anhand eines realen Beispielnetzes aufgezeigt.

Im Netz aus Bild 3.2 erhält man bei Berücksichtigung der Zwischeneinspeisung mit den angegebenen Zahlenwerten als Grenzwert der zweiten Stufe nach Gl. (3.1)

$$0{,}8 \cdot (50\text{km} + 0{,}9 \cdot 20\text{km} \cdot 3{,}67) = 92{,}80\text{km}$$

Der angenommene Fehler wird bei dieser Einstellung von der zweiten Stufe noch erfaßt.

3.2 Verbesserung des Reserveschutzes mit Geräten auf Rechnerbasis

Nachfolgend werden einige Möglichkeiten aufgezeigt, die mit Distanzschutzsystemen nach Kapitel 2 durchführbar sind, um die beschriebenen Mängel der Reservestufen zu beheben. Die bestgeeigneten Möglichkeiten werden anschließend zu einem neuen Reserveschutz-Konzept zusammengefaßt.

3.2.1 Einstellung nach dem Netzschaltungszustand

Schutzeinrichtungen nach Abschnitt 2 ermöglichen leichten Datenaustausch zwischen dem zentralen Netzrechner und den Stationen. In den Stationen wiederum sind Stations- und Abzweigrechnereinheiten gekoppelt (Bild 2.1). Damit läßt sich die Parametrierung des Distanzschutzes vom Netzleitrechner entsprechend dem dort gespeicherten aktuellen Netzzustand vorgeben. Dies hat sowohl für die erste Stufe Bedeutung, wie auch für die Reservestufen. In der ersten Stufe ist zum Beispiel die Kompensation des Einflusses von parallelen Leitungen auf demselben Mast möglich, wozu die gerade vorliegende Schaltung dieser Leitungen wichtig ist. Bei den Reservestufen lassen sich durch Kurzschlußimpedanzberechnungen die passenden Einstellwerte unter Berücksichtigung der Zwischeneinspeisungen bestimmen. Die Berechnung der neuen Einstellwerte muß automatisch bei jeder Änderung des Netzes im Netzleitrechner erfolgen. Wenn zum Beispiel die Berechnung neuer Werte noch nicht erfolgt, oder die Verbindung gestört ist, müssen die Distanzschutzeinheiten auf eine Grundeinstellung nach herkömmlichen Methoden zurückgreifen können. Störungen oder Ausfälle von Verbindungen können auf jeder Ebene durch zyklische Prüftelegramme und Prüfsummen festgestellt werden. Nach unvorhergesehenen Schalthandlungen ist zunächst ein Rücksetz-Telegramm zu den

Stationen nötig. Dies nimmt nur kurze Zeit in Anspruch, sodaß die Wahrscheinlichkeit einer Überreichweite durch falsche Einstellung, die nur bei einem Fehler mit Versagen eines Schutzes in dieser Zeit auftreten könnte, sehr klein ist. Neue Einstellwerte aufgrund vorhersehbarer Schalthandlungen lassen sich zuvor berechnen und übertragen, die neuen Werte können dann in der Station nach Ablauf des Vorgangs als aktuelle Einstellung übernommen werden.

Für die Berechnung der Einstellgrößen der zweiten Stufe kann man annehmen, daß nur ein Relais versagt. Die Ausfallwahrscheinlichkeit von zwei Schutzeinrichtungen gleichzeitig ist gering. Es genügt aber nicht, die Einstellwerte für die zweite Stufe zu berechnen, indem man nur alle Kippunkte der vorgelagerten Relais in den ersten Stufen betrachtet. Das zeigen die Bilder 3.5 und 3.6 . Für das einzustellende Relais $D_{1.2}$ müssen die Kippunkte von $D_{2.3}$ und $D_{2.4}$ beachtet werden. Wenn $D_{1.2}$ in seiner zweiten Stufe eingreifen muß, hat entweder $S_{3.2}$ oder $S_{4.2}$ bereits geöffnet.

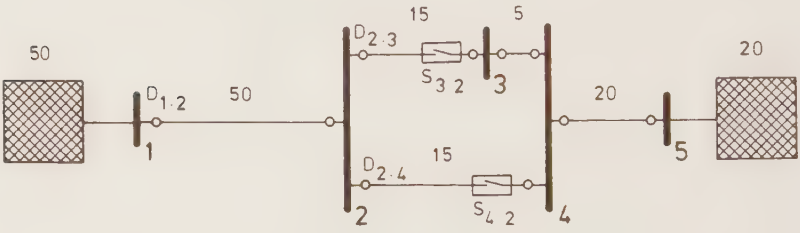


Bild 3.5: Beispiel zur Einstellung der 2. Stufe nach dem aktuellen Netzzustand (die Zahlenwerte sind Leitungslängen, bzw. Äquivalentlängen der Netzeinspeisung in km).

In Bild 3.6 sind die zugehörigen berechneten Impedanzen für $D_{1.2}$ aufgetragen, einmal mit geöffnetem Gegenschalter, ein-

mal bei ungeändertem Netz. Gerechnet wurde mit einem Impedanzbelag von $(0{,}1 + j0{,}3)\,\Omega/km$. Man erkennt, daß ein Einstellwert $B = 0{,}8 \cdot A'$ nach dem kleinerem der beiden Reaktanzwerte A und A' größer wäre, als die Reaktanz, die bei Kurzschlüssen auf der Sammelschiene 4 im vollständigen Netz gemessen wird. Bei diesem Kurzschlußort müssen $D_{2.4}$, $D_{3.4}$ und $D_{5.4}$ in der zweiten Stufe auslösen, wenn kein gesonderter Sammelschienenschutz sofort eingreift, auf keinen Fall aber $D_{1.2}$. Ähnliche Fälle ergeben sich bei Fehlern auf Leitung $L_{4.5}$ kurz nach der Sammelschiene 4, wenn $D_{4.5}$ und auf $L_{4.3}$, wenn $D_{4.3}$ versagt.

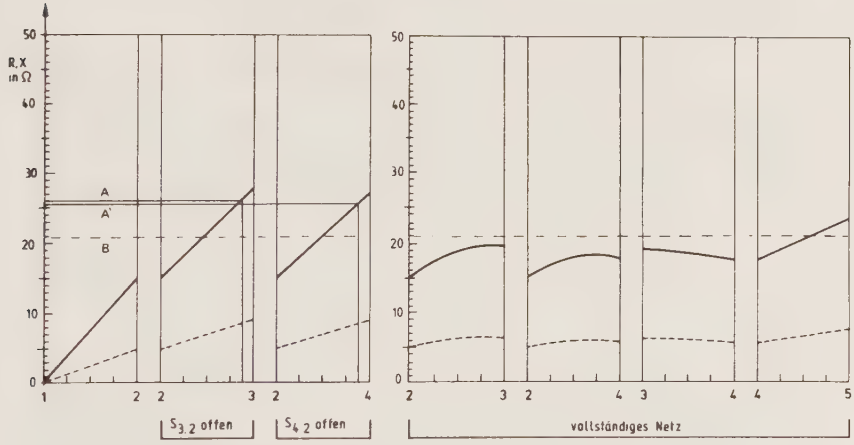


Bild 3.6: Für dreipolige Kurzschlüsse im Netz von Bild 3.5 berechnete Impedanzwerte für $D_{1.2}$, aufgetragen über dem Fehlerort.
A, A' : Reaktanzen bei Kurzschlüssen an den Kippunkten der vorgelagerten Relais.
B: hypothetischer Einstellwert nach A'.
——— X ----- R

Die Berücksichtigung solcher Fälle im Rechenprogramm für Kurzschlußimpedanzen ist nicht einfach. Alle mögliche Varianten für jedes einzustellende Relais durchzurechnen erfordert einen beträchtlichen Rechenaufwand, auch wenn es

nicht nötig ist, jedesmal die Knotenadmittanzmatrix neu zu invertieren,da mit der Woodburry-Gleichung solche Netzänderungen in der invertierten Matrix berücksichtigt werden können (/15/,/16/). Es genügt aber auch, nur Kurzschlüsse auf den umliegenden Sammelschienen bei vollständigem Netz zu betrachten. Der geschilderte Fall kann immer dann auftreten, wenn nach dem betrachteten Relais mehrere Strombahnen zur Kurzschlußstelle existieren, deren Anzahl durch das Öffnen eines Schalters verringert wird. Somit liefert das vollständige Netz in solchen Fällen die kleinsten Meßimpedanzen. Ergibt die Prüfung umliegender Sammelschienenkurzschlüsse niedrigere Werte, als sie an den Kippunkten der vorgelagerten Relais gemessen werden, so muß sich die Einstellung nach dem Sammelschienenkurzschluß richten.

Auch für die Einstellung der dritten Stufe ist die Annahme sinnvoll, daß nur ein Schalter bzw. ein Relais versagt. Ein Ausfall der nächstfolgenden beiden Schutzeinrichtungen erfordert zwar ebenfalls eine Auslösung in dritter Stufe, ist aber nicht sonderlich wahrscheinlich. Zudem ist die Anzahl der zu unterscheidenden Fälle bereits bei einem Ausfall meist schon recht groß, wie sich zeigen wird. Eine Abschaltung durch die dritte Stufe wird dann nötig, wenn die Fehlerentfernung die Reichweite der zweiten Stufe übersteigt. Die Grenzreichweite soll möglichst groß sein, sie wird bei nur einem Ausfall dadurch festgelegt, daß einer der übernächsten Schalter nicht auslöst. Die Reichweiten der auf das einzustellende Relais folgenden zweiten Stufen dürfen dann nicht übertroffen werden. Schwierig ist die Berücksichtigung der möglichen Schaltungsänderungen, die stattfinden können, bis die Staffelzeit der dritten Stufe erreicht ist. Betrachtet man Bild 3.7, so wird die Reichweite von $D_{1.2}$ in der dritten Stufe auf Leitung $L_{3.4}$ durch den Übergang von $D_{2.3}$ in die dritte Stufe bestimmt. Bis zum Erreichen der Staffelzeit der dritten Stufe können aber

schon $D_{5.3}$ und $D_{6.3}$ in ihrer zweiten Stufe ausgelöst haben (der Schutz $D_{4.3}$ soll voraussetzungsgemäß funktionieren, sodaß Schalter $S_{4.3}$ spätestens mit der zweiten Stufe öffnen würde).

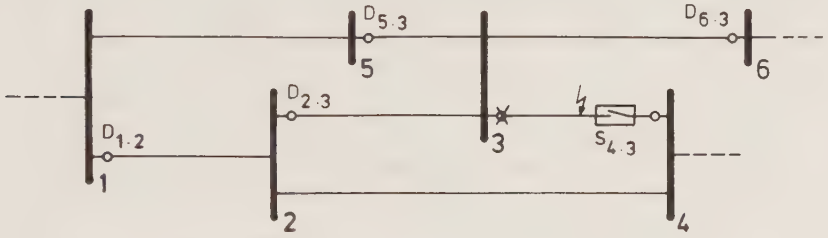


Bild 3.7: Ausschnitt aus einem vermaschten Netz.

Es ergeben sich demnach vier verschiedene Schaltungen, die bei der Berechnung des Kippunktes von $D_{2.3}$ in der zweiten Stufe zu beachten sind:

$S_{4.3}$ allein offen
$S_{4.3}$ und $S_{5.3}$ offen
$S_{4.3}$ und $S_{6.3}$ offen
$S_{4.3}$, $S_{5.3}$ und $S_{6.3}$ offen

Nach dem kleinsten dieser Werte ist der Kippunkt von $D_{1.2}$ in der dritten Stufe auszulegen. Allgemein erhält man 2^n Möglichkeiten, wenn n Schalter in der zweiten Stufe geöffnet haben könnten.

Wie man erkennt ist die selektive Einstellung der Reservestufen nach dem aktuellen Netzzustand unter Einbeziehung aller möglichen Schaltzustände mit einer Vielzahl von Fallunterscheidungen und erheblichem Rechenaufwand verbunden, da sich die Netzschaltung während des Fehlers ändert. In Abschnitt 3.2.4 wird gezeigt, wie sich mit einem anderen Konzept dieser Aufwand deutlich vermindern läßt, wobei sich daneben auch weitere Vorteile ergeben.

3.2.2 Rückwärtseinstellung der dritten und kombinierte Vor- und Rückwärtseinstellung der zweiten Stufe

In /9/ wird vorgeschlagen, die dritte Stufe in Rückwärtsrichtung einzustellen, da sich durch die näher am Fehlerort stattfindende Messung unter Umständen Vorteile ergeben. Dies ist in vermaschten Netzen mit Distanzschutzrelais an beiden Leitungsenden durchführbar und wird in Bild 3.8 gezeigt. Bei den Relais $D_{2.4}$ und $D_{4.2}$ ist durchgezogen die übliche Staffelung (oben) und strichpunktiert die neue mit Rückwärtseinstellung der dritten Stufe (unten) angedeutet.

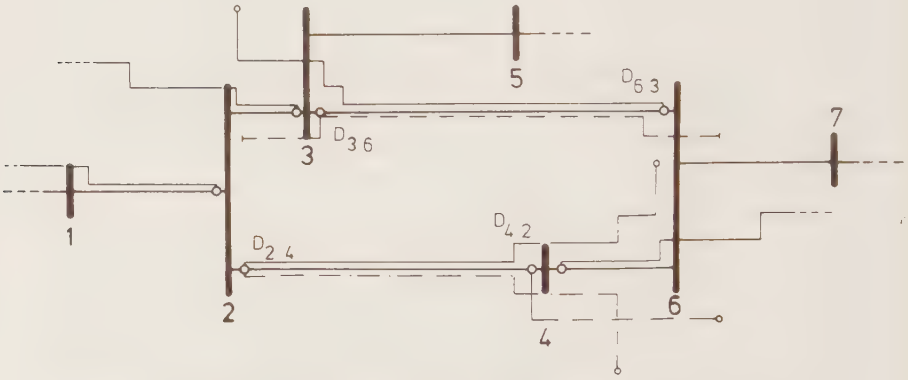


Bild 3.8: Beispiel für Richtungsumkehr bei der zweiten und dritten Stufe.
$D_{3.6}$ wirkt in der 2. Stufe vor- und rückwärts,
$D_{4.2}$ in der 3. Stufe nur in Rückwärtsrichtung.

Ein Kurzschluß, der in die übliche dritte Stufe von $D_{2.4}$ fällt, wird nun nicht von $D_{2.4}$, sondern von $D_{4.2}$, der Gegenseite, abgeschaltet. Das ist in Bezug auf die Folgen der Abschaltung völlig gleichwertig, bei Abzweigungen direkt

auf der Leitung $L_{2.4}$ (sogenannten Dreibeinanschlüssen) wäre dieser Fall sogar günstiger, da der Abzweig dann am Netz bleibt.

Die eingestellte Reichweite steigt mit diesem Verfahren etwas an. Mit herkömmlicher kilometrischer Staffelung ergäbe sich für das obige Beispiel (l bezeichnet Leitungslängen):

Einstellung 3. Stufe : $0{,}8 \cdot l_{2.4} + 0{,}8^2 \cdot (l_{4.6} + 0{,}9 \cdot l_{6.7})$

Neu erhält man:

3. Stufe rückwärts : $0{,}8^2 \cdot (l_{4.6} + 0{,}9 \cdot l_{6.7})$

Da der Ausgangspunkt nun bei Sammelschiene 4 liegt, erhöht sich die Reichweite. Das Verfahren ist bereits bei den meisten statischen Relais anwendbar, bei denen die Richtung jeder Stufe separat einstellbar ist.

Mit Distanzschutzgeräten auf Rechnerbasis ist eine ähnliche Methode auch für die zweite Stufe nutzbar. Die zweite Stufe darf nicht ausschließlich rückwärts eingestellt werden, da beim einfachen Distanzschutzkonzept ohne Mitnahmeschaltung die Leitungsenden von der zweiten Stufe erfaßt werden müssen. Dagegen ist eine kombinierte Vor- und Rückwärtseinstellung mit einem Auslösekennfeld etwa nach Bild 3.9 möglich und vorteilhaft. Die Einstellung in Vorwärtsrichtung erfolgt unverändert wie sonst auch. In Rückwärtsrichtung soll vor allem die Sammelschiene sicher im Schutzbereich eingeschlossen sein.

Ein solches Auslösefeld ist mit Distanzschutzrechnern leicht zu erzielen. Vorteile ergeben sich hiermit auch in Anlagen ohne Stationsrechner bei herkömmlich, zum Beispiel nach kilometrischer Staffelung eingestellten Relais. Wenn im Netz kurze Leitungen auf lange folgen, erhält man bei der üblichen Staffelung recht unbefriedigende Reichweiten.

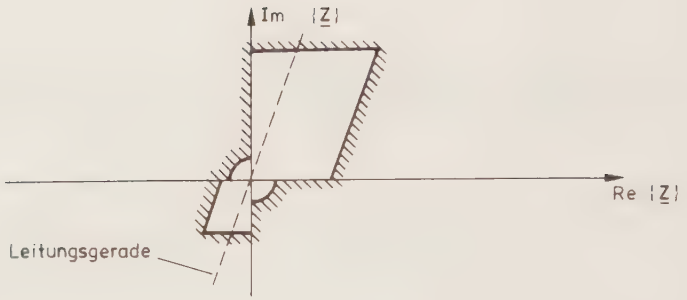


Bild 3.9: Vorgeschlagener Auslösebereich aus zwei Polygonzonen und einem Impedanzkreis für kombinierte Vor-/Rückwärtseinstellung der 2. Stufe.

Oft ist bereits die nächste Sammelschiene mit der zweiten Stufe nicht mehr sicher abgedeckt, wie zum Beispiel bei $D_{6.3}$ im Bild 3.8. Bei 20% angenommener Meßunsicherheit ist sie nur sicher eingeschlossen, wenn

$$0{,}8 \cdot (l_{1.2} + 0{,}9 \cdot l_{2.3}) > 1{,}2 \cdot l_{1.2}$$

oder $l_{2.3}/l_{1.2} > 0{,}56$ (0,42 bei 10% Unsicherheit)

Andernfalls weicht man meist vom gewohnten Staffelkonzept ab und erhöht die Reichweite dieser Stufe, nimmt also die Gefahr unselektiver Auslösungen in Kauf.

In Bild 3.8 ist beim Relais $D_{3.6}$ die kombinierte Vor/Rückwärtseinstellung der zweiten Stufe angedeutet. Die eingezeichneten Reichweiten ergeben sich mit kilometrischer Staffelung bei maßstäblichen Leitungslängen. Der Reichweitengewinn resultiert wie bei der 3. Stufe aus der geringeren Kurzschlußentfernung. Fehlauslösungen sind nicht zu befürchten, da erst bei Versagen eines Schutzes oder bei Sammelschienenfehlern eine Abschaltung erfolgt, und dann nur Kurzschlußorte erfaßt werden, die sonst auch durch die gegenüberliegende Schutzeinrichtung mit gleicher Zeit abgeschaltet werden sollen.

Ein zusätzlicher wichtiger Vorteil bei gleichzeitiger Vorwärts- und Rückwärtseinstellung, die im übrigen prinzipiell auch für die dritte Stufe anwendbar wäre, ergibt sich daraus, daß die Zahl der bei einem Schutzversager zuständigen Reserverelais und Schalter in den impedanzabhängigen Stufen verdoppelt wird.

3.2.3 Fehlerortserkennung in den Reservestufen bei vermaschten Netzen

Bei Leitungsverzweigungen ist die vom Kurzschluß betroffene Leitung aus einer gemessenen Impedanz nicht feststellbar. Ihre Erkennung wäre aber recht nützlich, um die Auslösegrenzen nach den Werten der fehlerhaften Leitung vorgeben zu können. Eine Identifizierung durch Datenfernübertragung während des Kurzschlusses ist wegen des damit verbundenen Aufwandes nicht sinnvoll. In vermaschten Netzen sind aber häufig in einer Station mehrere Meßwerte verschiedener Abzweige zur Fehlerortsbestimmung auswertbar. Für eine nur mit lokaler Information, also ohne Datenfernübertragung durchführbare Fehlerortserkennung wird hier ein geeigneter Ansatz entwickelt und untersucht.

3.2.3.1 Bestimmung der möglichen Fehlerzonen.

Ein Vorteil der neuen Schutztechnik besteht darin, daß praktisch alle bekannten Distanzschutzalgorithmen R und X numerisch berechnen, wogegen bisher nur die Überschreitung von Grenzwerten in der Form von Ungleichungen festgestellt wird. Mit den ermittelten Impedanzen lassen sich die in Frage kommenden Fehlerzonen bestimmen. Das geschieht zweckmäßig in einem Stationsrechner, dem von den Distanzschutz-

einheiten die gemessenen R und X Werte zugesandt werden. Es sollen nur die Meßwerte zwischen Kurzschlußeintritt und Öffnen des ersten Schalters Verwendung finden, d.h. es lassen sich bei üblichen Schaltereigenzeiten die ersten zwei Perioden nach dem Kurzschluß auswerten. Damit müssen keine Änderungen der Netzschaltung berücksichtigt werden. Zudem wird mit dem Öffnen eines Schalters der Vermaschungsgrad und damit oft auch die Zusatzinformation der anderen Abzweige verringert. Im Stationsrechner müssen die für die verschiedenen Relais zu erwartenden Meßwerte bei Kurzschlüssen auf Leitungen im Umfeld der Station abgespeichert sein. Pro Leitung genügen einige Punkte, zwischen denen interpoliert werden kann.

Um Fehler durch Lichtbogeneinflüsse zu vermindern, soll zur Bestimmung der Fehlerorte nur die Reaktanz ausgewertet werden. Durch Vergleich der gemessenen mit den berechneten Reaktanzwerten wird die Zuordnung zwischen Meßimpedanz und Fehlerort hergestellt. Da der gemessene Wert ungenau sein kann,wird zunächst durch Multiplikation mit einem Unsicherheitsfaktor eine maximale und eine minimale Reaktanz bestimmt, d.h.

$$X_{max} = (1+\varepsilon)\cdot X_{meß}$$
$$X_{min} = (1-\varepsilon)\cdot X_{meß}$$

Für die Leitung L_{uv} trifft dann einer der folgenden vier Fälle zu. Dabei ist X_{calc} der berechnete Reaktanzwert für den Fehlerort k :

I $\quad X_{max} \in \{X_{calc}$, mit k auf $L_{uv}\}$

II $\quad X_{min} \in \{X_{calc}$, mit k auf $L_{uv}\}$

III $\quad X_{max}, X_{min} \in \{X_{calc}$, mit k auf $L_{uv}\}$

IV $\quad X_{max}, X_{min} \notin \{X_{calc}$, mit k auf $L_{uv}\}$

Entsprechend würden sich für diese Leitung die im Bild 3.10 bei verschiedenen Impedanzkurven eingezeichneten Fehlerzonen I, II oder III ergeben. Bei einer bogenförmigen Reaktanzkurve wie im Fall b) bei Bild 3.10 sind auch mehrere Zonen gleichzeitig möglich.

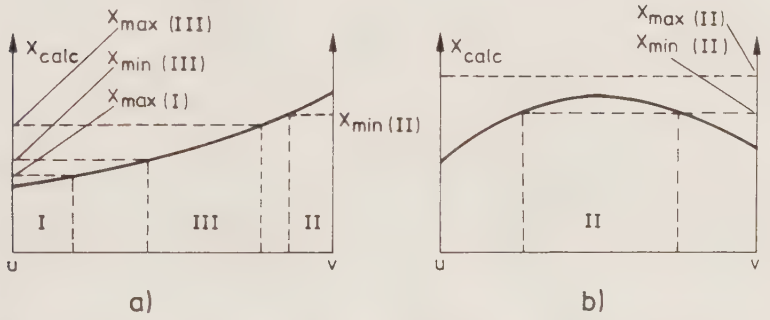


Bild 3.10: Mögliche Fehlerzonen auf Leitung L_{uv} nach gemessenen Kurzschlußreaktanzen.

3.2.3.2 Fehlerortserkennung bei Überlappung der Fehlerzonen

Nachdem die in Frage kommenden Fehlerzonen ermittelt wurden, soll der Stationsrechner versuchen, daraus die Fehlerlage festzustellen. Sie wird dort angenommen, wo sich eine Überlappung der Fehlerzonen ergibt. In Bild 3.11 ist dies anhand der Meßwerte der Relais $D_{1.2}$ und $D_{1.3}$ bei einem Fehler auf $L_{2.3}$ dargestellt. Bei genügend großem Unsicherheitsfaktor tritt am wahren Fehlerort immer eine Überlappung auf, wenn auch nicht zwangsläufig die einzige. Bei Mehrdeutigkeiten muß der ungünstigste Fall angenommen werden.

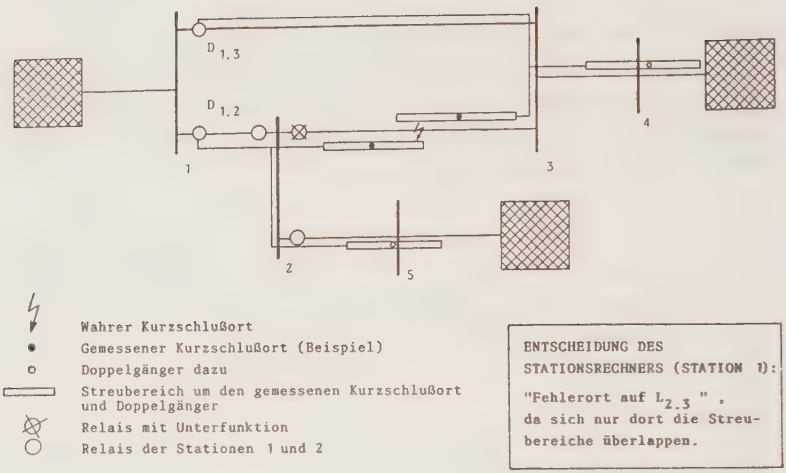


Bild 3.11: Bestimmung des Kurzschlußortes in einem vermaschten Netz.

Ein einfacheres Kriterium zur Bestimmung der Leitung könnte darin bestehen, nur zu prüfen, ob alle beteiligten Relais Fehlerzonen auf einer gemeinsamen Leitung feststellen. Dies muß für die richtige sicher zutreffen. Allerdings erhöht sich durch die gröbere Bestimmung die Wahrscheinlichkeit von Mehrdeutigkeiten. Zudem erhält man keine nähere Aussage über die mögliche Kurzschlußlage, die sonst durch die Überlappungsbreite der Fehlerzonen angegeben wird. Die erzielte Vereinfachung ist wohl nicht so groß, um diese Nachteile auszugleichen.

Prinzipiell sind auch die Meßwerte der übrigen Relais der gleichen Station, in der es zum Versagen eines Relais kommt, zur Fehlerortserkennung geeignet, in Bild 3.11 also

$D_{2.1}$ und $D_{2.5}$. Diese Möglichkeit ist sogar vorteilhaft und wird im nächsten Abschnitt genauer beschrieben.

Durch die Kenntnis der betroffenen Leitung wird ein deutlich besserer Reserveschutz mit höherer Selektivität möglich.

3.2.4 Ein neues Konzept für die Reservestufen

Die beschriebene Fehlerortserkennung läßt neue Reserveschutzfunktionen innerhalb einer Station zu, die auf einem Zusammenwirken des Stationsrechners mit den Distanzschutzrechnern der einzelnen Abzweige basieren. Um eine autonome Funktion des Distanzschutzes nach bisherigen Prinzipien zu gewährleisten, muß eine feste Grundstaffelung nach den üblichen, von der Netzschaltung unabhängigen Verfahren unterlagert sein, wobei man die Vorteile von kombinierter Vor-/Rückwärtseinstellung der zweiten und der dritten Stufe ausnutzen kann. Die Zusatzfunktionen werden durch den Stationsrechner wahrgenommen, der mit den Meßwerten des Distanzschutzes die Fehlerortserkennung durchführt.

Das im folgenden beschriebene Verfahren bietet einige Vorteile:

- Durch einen Einsatz des Stationsrechners für Reserveschutzfunktionen bei Relaisausfällen innerhalb der Station kann man bei diesen Relaisausfällen die gleiche Selektivität erhalten, wie durch den Grundschutz, d.h. nur die fehlerhafte Leitung wird abgeschaltet.
- Es muß keine durch den richtig arbeitenden Schutz der Gegenseite ausgelöste Schaltungsänderung berücksichtigt werden. Kurzschlußimpedanzberechnungen sind nur für das vollständige Netz notwendig.

Der Reserveschutz muß einspringen, wenn entweder ein Leistungsschalter oder ein Schutzrelais versagt. Ein Schalterausfall kann angenommen werden, wenn eine gewisse Zeit nach dem Aus-Kommando des Schutzes noch der Kurzschlußstrom fließt. In diesem Fall sind alle anderen Schalter der Sammelschiene zu öffnen. Dabei ist prinzipiell sogar eine Kurzunterbrechung möglich, wenn die Pausenzeit so lang ist, daß die Leitung von beiden Seiten während einer ausreichenden Spanne abgeschaltet bleibt. Beim Öffnen mehrerer Schalter ist aber besonders bei dreipoliger KU die Gefahr groß, daß die Spannungen während der Pause auseinanderlaufen, was ein Überprüfen der Synchronbedingungen vor dem Wiederzuschalten erfordern würde.

Ein Versagen von Relais ist auch mit fortwährenden, selbständig durchgeführten Testroutinen nicht auszuschließen. Diese machen zwar eine im festen Turnus durchgeführte Wartung entbehrlich, ein Fehlverhalten gerade während eines Kurzschlusses mit hohen elektromagnetischen Feldstärken bleibt aber möglich. Ein solcher Fehler eines Distanzschutzes ist unter Umständen nicht leicht zu erkennen. Wenn zum Beispiel nur eine falsche Impedanz gemessen wird und alles andere ordnungsgemäß arbeitet, wie dies gerade bei Störungen im Signalpfad bis einschließlich der Analog-/Digital-Wandlung geschehen kann, läßt sich das nur aus den Meßwerten der anderen Relais ableiten. Kann eine Unterfunktion festgestellt werden, so sind bereits vor Ablauf der ersten Staffelzeit Eingriffe des Stationsrechners möglich, die es zulassen, auch in einem solchen Fall nur die vom Kurzschluß betroffene Leitung herauszutrennen. Dies soll an zwei Beispielen gezeigt werden, zunächst anhand der Sammelschiene 5 im Netzausschnitt des Bildes 3.12 .

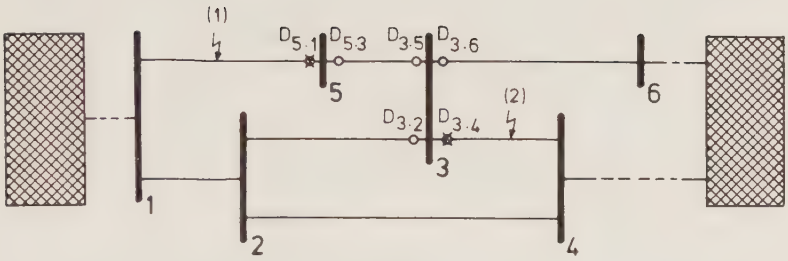


Bild 3.12: Beispiel zur Ausnutzung redundanter Meßwerte für den Reserveschutz

Beim Kurzschluß (1) ist der an sich günstige Fall gegeben, daß die beiden Relais $D_{5.1}$ und $D_{5.3}$ die gleichen Impedanzen messen, nur mit entgegengesetzten Vorzeichen. Allerdings ist ein falscher Meßwert nicht erkennbar, da beide gleichwertig sind und jeder falsch sein kann. Läßt sich aber ein Relaisfehler im Kurzschlußfall aus der Kommunikation mit dem Stationsrechner feststellen, zum Beispiel wenn Meldungen unterbleiben, dann bietet der Meßwert des zweiten Relais einen vollwertigen Ersatz. Das Aus-Kommando für den Leistungsschalter kann mit geringer Verzögerung gegeben werden.

Etwas anders liegt der Fall (2), wenn wie bei Sammelschiene 3 in Bild 3.12 mehrere Relais eine Kurzschlußimpedanz messen. Hier ist genug Redundanz vorhanden, um auch bei falschen Meßwerten eines Relais den Kurzschlußort zu erkennen. Liefern die Relais $D_{3.2}$, $D_{3.5}$ und $D_{3.6}$ zur beschriebenen Fehlerortserkennung verwendbare Meßwerte, so kann der Kurzschluß auf Leitung $L_{3.4}$ erkannt werden, auch wenn $D_{3.4}$ falsche Impedanzen mißt, aber sonst noch richtig arbeitet. Dazu wird der Kurzschlußort dort angenommen, wo sich nach n-1

von n verwertbaren Abzweigmeßwerten genau eine Überlappung ergibt. Wenn die größtmögliche Kurzschlußentfernung aus der Ausdehnung der Überlappungszone bestimmt wird, kann die Abschaltung des eingezeichneten Kurzschlusses je nach Fehlerlage in erster (mit längerer Kommandozeit), oder zweiter Stufe wie bei intaktem Relais $D_{3.4}$ erfolgen. Erhält man dagegen mehrere mögliche Fehlerzonen, so muß der Grundsatz "Selektivität vor Schnelligkeit" gewahrt werden, d.h. die Abschaltung bleibt dann den unterlagerten herkömmlichen Reservestufen vorbehalten.

Kommt es auf die Abschaltzeit des Kurzschlusses nicht besonders an, so läßt sich die Sicherheit der Lokalisierung des Kurzschlusses erhöhen, wenn man die Änderung der Meßwerte durch das Öffnen des Gegenschalters auswertet. Allerdings würde eine zusätzliche neue Fehlerortsbestimmung aufwendige Fallunterscheidungen erfordern, da der sich ergebende Netzzustand nicht eindeutig bekannt ist. Sie erscheint daher nicht günstig. Ein einfaches Kriterium ergibt sich jedoch aus der Richtung der Teilkurzschlußströme. Es kann besonders dann vorteilhaft zur weiteren Eingrenzung des möglichen Fehlerorts benutzt werden, wenn eine Kurzunterbrechung mit sogenannter Übergreifschaltung durchgeführt wird. Dabei kann ein Öffnen des Schalters der Gegenstation mit Schnellzeit vorausgesetzt werden. Liegt dann der Kurzschluß auf einer von der Sammelschiene abgehenden Leitung, so müssen nach Öffnen des Gegenschalters alle Relais der fehlerfreien Abzweige in Rückwärtsrichtung messen.

Bei Unterfunktion eines Relais kann der Stationsrechner den Schalter des kurzschlußbehafteten Abzweigs auslösen. Bei Störungen im Stationsrechner erwächst dabei allerdings die Gefahr einer Vielfachauslösung. Hiergegen kann man sich dadurch schützen, daß dem Stationsrechner über eine Verriegelung nur die Möglichkeit gegeben wird,einen Abzweigschal-

ter bei Versagen eines Schutzes direkt auszulösen. Liegt dagegen ein Schalterversagen vor, so lassen sich die restlichen Schalter der Sammelschiene indirekt über den Distanzschutz betätigen. Dieser kann weitere Bedingungen prüfen, wie etwa die Unterschreitung einer Grenzimpedanz. Eine entsprechende Vorgehensweise würde sich auch für einen Sammelschienenschutz durch den Stationsrechner anbieten. Arbeitet hingegen eine Distanzschutzeinheit nicht korrekt, dann ist nur die Betätigung des betreffenden Schalters nötig. Mit einer Verriegelung, die nur eine einzige direkte Auslösung durch den Stationsrechner zuläßt und anschließend erst wieder freigegeben werden muß (z.B. vom Bedienpersonal), kann somit ein Zugriff auf die Leistungsschalter zugelassen werden. Nach dem n-1 Prinzip beim Netzausbau ist eine einzige Fehlauslösung ohne Folgen für die Versorgung der Abnehmer.

Das gesamte Konzept soll noch einmal in Stichworten durch eine Ablauffolge dargestellt werden. Es wird konsequent davon ausgegangen,daß in der Station nur ein Teil der Schutzausstattung versagt. Bei mehrfachen Ausfällen ergibt sich ein unvorhersehbares Verhalten, das in seinen Auswirkungen aber kaum über die Auswirkungen beim herkömmlichen Distanzschutz in gleichen Fällen hinausgehen kann. Dort würde beim Versagen nur eines Schutzes bereits im Normalfall die ganze Sammelschiene von den Gegenseiten in zweiter Stufe abgeschaltet werden.

Ablaufplan für das Reserveschutzkonzept mit Kurzunterbrechung

1. Distanzschutzrechner:

   Erkannten Kurzschluß, gemessene vorzeichenrichtige Impedanzen und Aus-Kommando an Stationsrechner melden.

2. Stationsrechner:

   Prüfen, ob alle Meldungen formal in Ordnung sind.

   Ja: Den Meßwerten mögliche Fehlerzonen zuordnen
   Bei $n > 2$ Relais: Überlappungsbereiche von n-1 der n Werte suchen

   Nein: Den richtig gemeldeten Meßwerten mögliche Fehlerzonen zuordnen, sich ergebende Überlappungsbereiche suchen.

3. Pause,bis KU eingeleitet ist und Schalter geöffnet sein müßten.

4. Distanzschutzrechner:

   Wieder Impedanzen,sowie eventuell erkanntes Versagen eines Schalters melden.

5. Stationsrechner:

   Bei Schalterausfall über die Distanzschutzrechner KU bei allen anderen Schaltern einleiten. (Wird nur durchgeführt, wenn der jeweilige Distanzschutz einen Kurzschluß erkennt)

   Sonst prüfen, ob noch Kurzschlußstrom fließt.

   Ja: Wenn sich genau eine Überlappung auf einem Abzweig der Sammelschiene ergab und der Richtungsentscheid der Relais, die an der Bestimmung der Fehlerzone beteiligt waren, nun auf diesen Abzweig zeigt, wird KU vom Stationsrechner durchgeführt.

   Nein: Der Stationsrechner braucht nicht einzugreifen.

   War die KU nicht erfolgreich, wird anschließend je nach Fehlerlage sofort oder in zweiter Stufe abgeschaltet.

Bei Distanzschutz ohne KU muß die zusätzliche Überprüfung der Stromrichtungen nach Öffnen des Gegenschalters entfallen, da dann ein Öffnen in Schnellzeit bei Fehlern am Leitungsende nicht sicher vorausgesetzt werden kann. Sonst ist die Vorgehensweise prinzipiell gleich.

4. Kurzschlußimpedanzberechnung

4.1 Allgemeines

Um die Bestimmung der möglichen Fehlerzonen aus den gemessenen Impedanzen der einzelnen Relais durchführen zu können, müssen im Stationsrechner die bei Kurzschlüssen auf den umliegenden Leitungen zu erwartenden Meßimpedanzen bei verschiedenen Fehlerarten abgespeichert sein. Die Berechnung erfolgt in einem zentralen Rechner für das vorliegende, vollständige Netz. Wenn etwa 20 Punkte für jede Leitung im Stationsrechner gespeichert sind, ist zwischen den Punkten keine Interpolation mehr notwendig, die Fehlerzone kann einfach durch Größenvergleiche mit den gespeicherten Werten festgelegt werden.

Um den zentralen Rechner, wie auch die Datenübertragungswege zu entlasten, sollen nicht alle Werte exakt berechnet und übermittelt werden. Bild 4.1 zeigt die möglichen Kurvenformen, die man erhält, wenn man die Meßimpedanzen auf einer Leitung über der Fehlerentfernung aufträgt (siehe dazu auch Gln. (4.31) und (A2.1), (A2.2)).

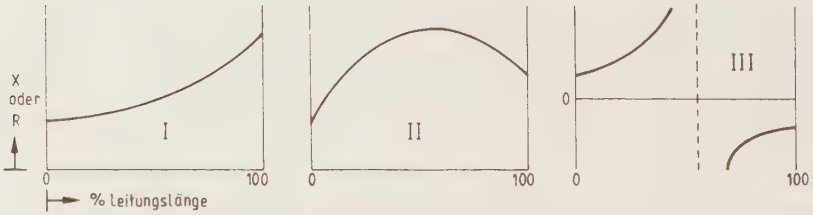


Bild 4.1: Mögliche Kurven für die Meßimpedanzen bei Kurzschlüssen auf einer Leitung.

Den Fall von Kurve III in Bild 4.1 kann man bei sogenannten Brückenzweigen erhalten. Solche liegen immer bei zweiseitiger Speisung der betrachteten Leitung und Kurzschluß in einem parallelen Strompfad vor. Wenn die Abgleichbedingung zumindest näherungsweise erfüllt wird, nimmt die Impedanz im Leitungsverlauf sehr hohe Werte an und ändert ihr Vorzeichen. Ein Netz mit Brückenzweig und die Ersatzschaltung zeigt Bild 4.2 .

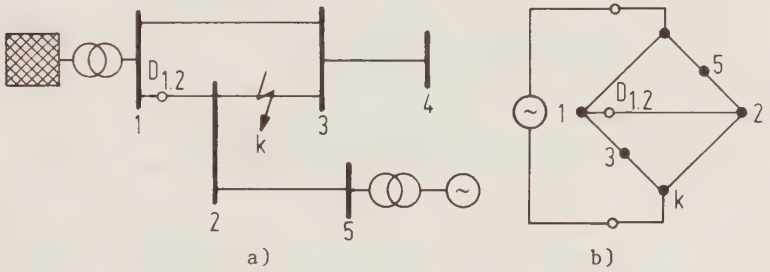


Bild 4.2 : Brückenbildung in vermaschten Netzen
a) Netz mit Kurzschluß
b) Ersatzschaltbild mit $D_{1.2}$ im Brückenzweig

Bei den Kurvenformen I oder II in Bild 4.1 genügt es, die Leitung zum Beispiel durch zwei Punkte zu unterteilen und dafür die Werte direkt zu berechnen. Zusammen mit Anfangs- und Endpunkt ergibt das vier Impedanzen pro Leitung. Im Stationsrechner kann man daraus durch parabolische Interpolation (z.B. mit den Newtonschen Formeln) Zwischenwerte gewinnen. Eine Interpolation für je fünf Zwischenpunkte ist dabei ausreichend. In Bild 4.3 wird das Ganze veranschaulicht. Zwischen den Punkten braucht keine zusätzliche lineare Interpolation mehr erfolgen. Um sicherzugehen, daß bei der Kurzschlußstelle auch eine Überlappung der ermittelten Zonen auftritt, werden die nächstgrößeren bzw. kleineren Werte zur Bestimmung der möglichen Fehlerorte verwendet, wodurch der Bereich etwas größer wird. Das Verfahren,

Zwischenpunkte mit parabolischer Interpolation zu gewinnen, wird auch bei später beschriebenen Modellversuchen angewandt.

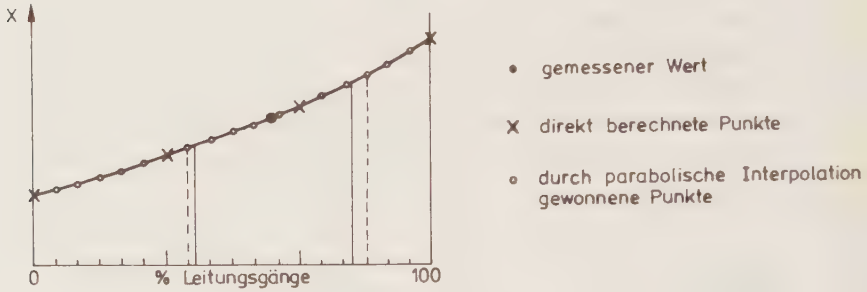


Bild 4.3: Berechnete und interpolierte Meßwerte.
—— Fehlerzone durch ±20%-Grenze
----- Fehlerzone durch benachbarte Reaktanzwerte

Bei Kurven wie III in Bild 4.1 müssen allerdings am besten alle Zwischenwerte berechnet und zu den Stationen übermittelt werden. Man erkennt diese Fälle am Vorzeichenwechsel von X und R und an sehr großen Impedanzen in der Nähe der Übergangsstelle, wo bei genau erfüllter Abgleichbedingung eine Sprungstelle auftritt. Diese großen Impedanzwerte sind für die Bestimmung der Fehlerzonen nicht geeignet und müssen ausgesondert werden, da die Unterschiede zwischen Messung und Rechnung hier stark ansteigen (siehe dazu auch Abschnitt 6.5)

In der Rechnung sollen zur Vereinfachung keine veränderlichen Verbraucher berücksichtigt und Betriebsströme ganz vernachlässigt werden. Ein genaueres Vorgehen würde zwar die Übereinstimmung insbesondere bei großen Impedanzwerten verbessern,aber auch fortwährende Lastfluß- und Kurzschlußimpedanzberechnung erfordern, um die aktuellen Zustände zu

berücksichtigen. Dies ist praktisch nicht möglich. Deshalb soll eine Methode verwendet werden, welche sich im wesentlichen an die Vorgehensweise zur vereinfachten Kurzschlußstromberechnung nach /13/ anlehnt.

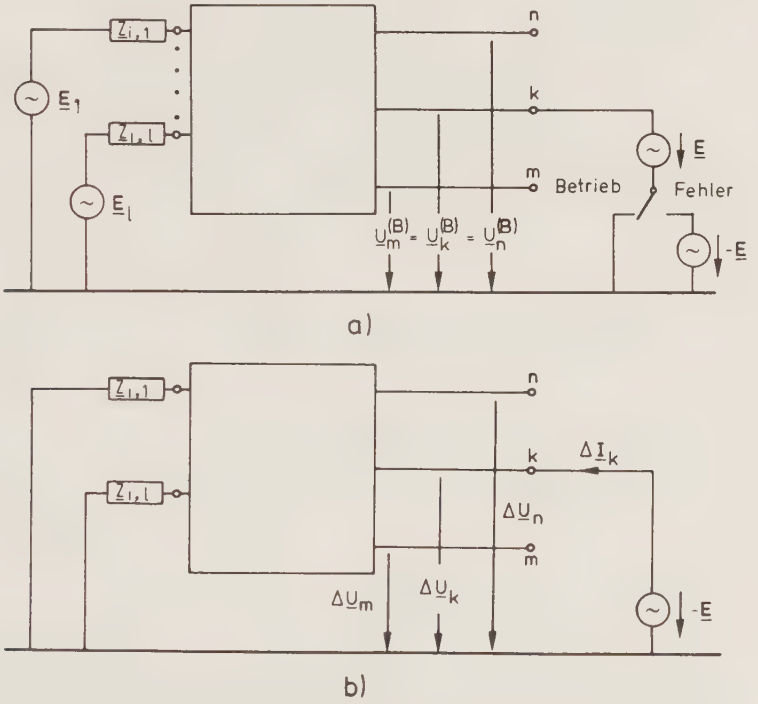


Bild 4.4: Überlagerungsverfahren mit Ersatzspannungsquelle
a) Darstellung mit allen Spannungsquellen
b) Verfahren mit der Ersatzspannungsquelle am Kurzschlußort nach /74, Abschnitt 6/ .

Dazu wird wie folgt verfahren:

- Überall im Netz wird vor dem Kurzschluß eine einheitliche Spannung $\underline{E} = 1{,}1 \cdot \underline{U}_N/\sqrt{3}$ angenommen.

- Mit der Fehlerstelle wird beim Kurzschluß eine Ersatzspannungsquelle in Reihe geschaltet.

- Ströme vor dem Kurzschluß werden vernachlässigt.

Eine Berücksichtigung von konstanten mittleren Lastimpedanzen und eventuell der Kapazitäten langer Leitungen kann die Ergebnisse verbessern, siehe Kapitel 5 und 6 .

Nach Bild 4.4 erhält man die Ströme und Spannungen im Fehlerfall aus der Überlagerung der Betriebswerte mit der Änderung durch die Ersatzspannungsquelle. Durch die getroffenen Vereinfachungen ergibt sich:

$$\underline{U}_x^{(F)} = \underline{U}_x^{(B)} + \Delta\underline{U}_x = \underline{E} + \Delta\underline{U}_x$$

$$\underline{I}_{xy}^{(F)} = \underline{I}_{xy}^{(B)} + \Delta\underline{I}_{xy} \approx \Delta\underline{I}_{xy} \qquad (4.1)$$

Dabei bedeuten:

$\underline{G}^{(F)}$	Größe im Fehlerfall
$\underline{G}^{(B)}$	Größe im Betrieb vor dem Fehler
$\Delta\underline{G}$	Änderung der Größe durch Eintritt des Fehlers

4.2 Aufstellung der Knotenpunktsadmittanzmatrix

Für die Berechnung der Meßimpedanzen bei unsymmetrischen Fehlern müssen die Knotenpunktsadmittanzmatrizen für Mit-, Gegen- und Nullsystem erstellt und invertiert werden. Die Verfahren dazu sind zum Beispiel in /5, 6 und 74/ angegeben. In /9/ sind einige Problemfälle behandelt, wie die Berücksichtigung von Transformatoren, sowie parallelen Leitungen mit induktiver Kopplung im Nullsystem. Bei den Generatoren ist darauf zu achten, daß die zeitlich zutreffenden Impedanzen verwendet werden. Für die Impedanzmessung der

Reservestufen ist es günstig, zunächst die stärksten Einschwingvorgänge vorübergehen zu lassen. Dabei können dann die subtransienten Vorgänge im Generator bereits abgeklungen sein.

4.3 Berechnung der Kurzschlußimpedanzen aus der invertierten Knotenpunktsadmittanzmatrix

Um die zu erwartenden Meßimpedanzen bei Kurzschlüssen in den gewünschten Teilpunkten einer Leitung zu berechnen, bieten sich zwei Möglichkeiten:

- Man kann die Teilpunkte als zusätzliche Knoten bereits bei der Aufstellung der Knotenpunktsadmittanzmatrix, kurz (KAM), berücksichtigen. Es sind dann nur Kurzschlüsse in Knotenpunkten zu behandeln.
- Die Meßimpedanzen für Kurzschlüsse auf den Leitungen lassen sich auch aus der $(KAM)^{-1}$ ohne Zusatzknoten ableiten. Dies ist besonders dann günstig, wenn man beliebige Punkte untersuchen will.

Welches Verfahren besser ist, läßt sich nicht ohne weiteres beantworten. Es spricht aber für das zweite, daß es ohne weitere Knoten auskommt und damit sämtliche Fälle abdeckt, also auch die Brückenzweige, für die die Unterteilung durch zwei weitere Knoten nicht ausreichen würde. Je nach Rechnerkapazität kann auch die beim ersten Verfahren mehr als doppelt so große Knotenzahl eine Begrenzung darstellen. Man erhält mit ihm aber dafür einfachere Gleichungen, die kleinere Rechenzeiten möglich machen. Wenn diese nicht den Ausschlag geben, sollte jedoch das zweite Verfahren bevorzugt werden.

4.3.1 Unterteilung der kurzschlußbehafteten Leitung

Um die generelle Vorgehensweise kurz vorzuführen, soll als Beispiel der dreipolige Kurzschluß behandelt werden. Die Gleichungen für unsymmetrische Kurzschlüsse sind in Anhang A1 enthalten.

Betrachtet wird das Relais im Knoten m, welches der Leitung von m nach n zugeordnet ist. Die $(KAM)^{-1}$ mit den Elementen $\underline{z}_{xy}$ liege bereits vor. Fehlerort ist der Knoten k.

Das lineare Netz wird mit Hilfe der KAM beschrieben:

$$(4.2) \qquad \begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ \vdots \\ \underline{I}_k \\ \vdots \\ \underline{I}_m \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{y}_{11} & \cdots & \cdots \\ \vdots & & \vdots \\ \underline{y}_{k1} & \cdots & \underline{y}_{kk} \cdots \\ \vdots & & \vdots \\ \underline{y}_{m1} & \cdots & \underline{y}_{mk} \cdots \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \vdots \\ \underline{U}_k \\ \vdots \\ \underline{U}_m \end{pmatrix}$$

Beim dreipoligen Kurzschluß ist nur das Mitsystem wirksam, eine besondere Kennzeichnung der Mitsystemgrößen wird deshalb unterlassen. Löst man (4.2) nach $\underline{U}$ auf und beschreibt nur die Wirkungen der Ersatzspannungsquelle, so erhält man:

$$(4.3) \qquad \begin{pmatrix} \Delta\underline{U}_1 \\ \vdots \\ \Delta\underline{U}_k \\ \vdots \\ \Delta\underline{U}_m \end{pmatrix} = \underbrace{\begin{pmatrix} \underline{z}_{11} & \cdots & \cdots \\ \vdots & & \vdots \\ \underline{z}_{k1} & \cdots & \underline{z}_{kk} \cdots \\ \vdots & & \vdots \\ \underline{z}_{m1} & \cdots & \underline{z}_{mk} \cdots \end{pmatrix}}_{(KAM)^{-1}} \cdot \begin{pmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \Delta\underline{I}_k \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{pmatrix}$$

mit $\Delta\underline{U}_k = -\underline{E}$ folgt $\Delta\underline{I}_k = \dfrac{-\underline{E}}{\underline{z}_{kk}}$

Für die Spannungsänderungen der Knoten m und n ergibt sich damit:

$$\Delta \underline{U}_m = \underline{z}_{mk} \cdot \Delta \underline{I}_k = - \frac{\underline{z}_{mk}}{\underline{z}_{kk}} \cdot \underline{E} \qquad \Delta \underline{U}_n = - \frac{\underline{z}_{nk}}{\underline{z}_{kk}} \cdot \underline{E}$$

Die Spannung im Kurzschlußfall erhält man durch Überlagerung mit der überall gleich angenommenen Betriebsspannung $\underline{U}_m^{(B)} = \underline{E}$:

$$(4.4) \qquad \underline{U}_m^{(F)} = \underline{E} \cdot \left(1 - \frac{\underline{z}_{mk}}{\underline{z}_{kk}}\right)$$

Die Stromänderung im Relais ist $\Delta \underline{I}_{mn} = (\Delta \underline{U}_m - \Delta \underline{U}_n) / \underline{z}_{mn}$. Dabei ist z_{mn} die Impedanz der Leitung von m nach n; um sie nicht mit dem Element z_{mn} der KAM^{-1} zu verwechseln, wird sie durch einen großen Buchstaben z mit Querstrich gekennzeichnet. Aus (4.1) folgt:

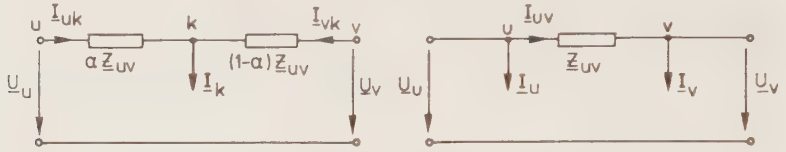
$$(4.5) \qquad \underline{I}_{mn}^{(F)} \approx \Delta \underline{I}_{mn} = \frac{\underline{E}}{\underline{z}_{mn}} \cdot \frac{\underline{z}_{nk} - \underline{z}_{mk}}{\underline{z}_{kk}}$$

und damit die vom Relais gemessene Impedanz $\underline{z}_{mn,calc}^{(3p)}$ als Rechenwert:

$$(4.6) \qquad \underline{z}_{mn,calc}^{(3p)} = \frac{\underline{U}_m^{(F)}}{\underline{I}_{mn}^{(F)}} = \underline{z}_{mn} \cdot \frac{\underline{z}_{kk} - \underline{z}_{mk}}{\underline{z}_{nk} - \underline{z}_{mk}}$$

4.3.2 Bestimmung der Kurzschlußimpedanzen ohne zusätzliche Netzknotenpunkte

Die Kurzschlußimpedanzen lassen sich auch ohne die Einführung zusätzlicher Netzknoten angeben. Dazu wird der Kurzschlußstrom am Knoten k nach Bild 4.5 auf die benachbarten echten Netzknotenpunkte aufgeteilt.



$$\underline{I}_u = (1-\alpha)\cdot\underline{I}_k \quad ; \quad \underline{I}_v = \alpha\cdot\underline{I}_k$$

Bild 4.5: Aufteilung des Kurzschlußstroms auf die benachbarten Netzknoten.

Der Knoten k kann damit eliminiert werden und die Elemente der $(KAM)^{-1}$ mit dem Knoten k lassen sich dann durch die Elemente der $(KAM)^{-1}$ ohne Knoten k ausdrücken. Die Berechnung wurde in /9/ durchgeführt. Für den dreipoligen Kurzschluß erhält man:

$$(4.7)\quad \underline{z}^{(3p)}_{mn,calc} = \underline{z}_{mn} \cdot \frac{\alpha^2\cdot(\underline{z}_{uu}+\underline{z}_{vv}-2\underline{z}_{uv}-\underline{z}_{uv})+\alpha\cdot(\underline{z}_{mu}-\underline{z}_{mv}-2\underline{z}_{uu}+2\underline{z}_{uv}+\underline{z}_{uv})+(\underline{z}_{uu}-\underline{z}_{mu})}{\alpha\cdot(\underline{z}_{nv}-\underline{z}_{nu}+\underline{z}_{mu}-\underline{z}_{mv})+(\underline{z}_{nu}-\underline{z}_{mu})}$$

Beim dreipoligen Fehler ist nur das Mitsystem wirksam, eine nähere Bezeichnung der in Gl. (4.7) vorkommenden Größen wurde deshalb weggelassen.

In Anhang A2 sind die entsprechenden Gleichungen für zweipolige und einpolige Kurzschlüsse aufgeführt.

5. Verwendung von U/ΔI zur Impedanzbestimmung

5.1 U/ΔI für die Reservestufen

Die vereinfachte Kurzschlußimpedanzberechnung bei Kurzschlüssen hinter dem nächsten Netzknoten führt zu Fehlern gegenüber der gemessenen Impedanz, die besonders bei starken Zwischeneinspeisungen oder bei langen Leitungen untragbar werden können. In der vereinfachten Berechnung werden alle Netzknoten im normalen Betrieb mit einheitlicher Spannung angenommen, sowie Lastströme vernachlässigt. Man erhält also:

$$(5.1) \qquad \underline{I}_{mn}^{(F)} = \Delta\underline{I}_{mn} \qquad\qquad \underline{U}_{m}^{(F)} = \underline{E} + \Delta\underline{U}_{m}$$

Tatsächlich liegen aber am Relais die Größen

$$(5.2) \qquad \underline{\tilde{I}}_{mn}^{(F)} = \underline{I}_{mn}^{(B)} + \Delta\underline{\tilde{I}}_{mn} \qquad\qquad \underline{\tilde{U}}_{m}^{(F)} = \underline{U}_{m}^{(B)} + \Delta\underline{\tilde{U}}_{m}$$

Als Unterschiede treten auf:

- der Betriebsstrom $\underline{I}_{mn}^{(B)}$
- die Abweichung von $\underline{E}$ gegenüber $\underline{U}_{m}^{(B)}$
- die Abweichungen der berechneten Stromänderungen und Spannungsänderungen $\Delta\underline{I}_{mn}$, $\Delta\underline{U}_{m}$ gegenüber den gemessenen $\Delta\underline{\tilde{I}}_{mn}$, $\Delta\underline{\tilde{U}}_{mn}$, da auch die veränderlichen Queradmittanzen einen Einfluß ausüben, diese aber in der Rechnung allenfalls als Festwerte berücksichtigt werden können.

Die erste der drei Vereinfachungen, die Vernachlässigung der Betriebsströme, verursacht wohl die größten Fehler: Nur der über den Kurzschluß unmittelbar fließende Strom und nicht alle Teilkurzschlußströme sind so groß, daß die Lastströme dagegen ausnahmslos unbeachtet bleiben dürfen. Hier ist aber eine Korrektur recht leicht möglich. Wenn man, wie in Abschnitt 3.2.3.1 vorgeschlagen, nur Meßwerte zwischen

Kurzschlußeintritt und Öffnen eines Schalters auswertet, ist das $\Delta\underline{\tilde{I}}_{mn}$ der Gleichung (5.2) als Differenz aus Fehlerstrom und Betriebsstrom darstellbar. Aus den gespeicherten Abtastwerten läßt sich beim Schutz auf Rechnerbasis diese Differenz leicht bilden, wobei man direkt die entsprechenden Abtastwerte subtrahieren und die Differenz weiterverarbeiten, oder auch mit Algorithmen wie z.B. in /64/ und /65/ die komplexen Zeiger bestimmen und subtrahieren kann. Eine solche Stromkorrektur verbessert die Übereinstimmung zwischen Messung der Kurzschlußimpedanz und ihrer Berechnung gerade bei großen Werten deutlich, wie in Kapitel 6 auch anhand von Messungen gezeigt wird und ist gerade für die unter 3.2.3. beschriebene Fehlerortserkennung sehr gut geeignet.

Die Spannungsdifferenzen in der Umgebung des betrachteten Relais werden im Normalbetrieb bei den üblichen Leitungslängen nicht allzu groß. Eine Abschätzung mit den bekannten Näherungsformeln

$$U_{Diff} \approx R \cdot I_w + X \cdot I_b \quad \text{und} \quad E \cdot \vartheta \approx X \cdot I_w - R \cdot I_b$$

liefert für eine 220kV - Leitung von 100km Länge die mit Wirkstrom von 500 A belastet ist etwa 3% für die Abweichung der Amplitude und 7^{o} für die Winkeldifferenz. Die Annahmen stellen einen relativ ungünstigen Fall dar, man erkennt aber, daß allenfalls die Winkelabweichung ins Gewicht fallen kann. Ihr Ausgleich ist allerdings mit vernünftigem Aufwand nicht durchführbar. Durch sie wird zudem im wesentlichen der Wert für R beeinflußt, wie unter 6.4 gezeigt wird.

Die letzte Vernachlässigung kann bei kleinen Kurzschlußströmen deutliche Fehler verursachen, eine Berücksichtigung der aktuellen Verbraucherimpedanzen ist aber wegen des großen Aufwandes nicht möglich. Berücksichtigt man unveränderliche Verbrauchermittelwerte bei der Aufstellung der

Knotenpunktsadmittanzmatrix, so lassen sich zumindest die berechneten Werte etwa in die Mitte der bei Laständerungen auftretenden Streuzonen legen. Dies wird auch an einigen Diagrammen des Kapitels 6 gezeigt.

5.2. U/ΔI für die Grundstufe

5.2.1 Ausschließliche Verwendung von Meßdaten des Relaiseinbauortes

Auch bei der direkt zugeordneten Leitung kann die Verwendung der Stromänderung bei der Bestimmung der Fehlerentfernung Vorteile bringen,wenn Übergangswiderstände an der Fehlerstelle auftreten. Dies wird an der einphasigen Ersatzschaltung von Bild 5.1 dargestellt.

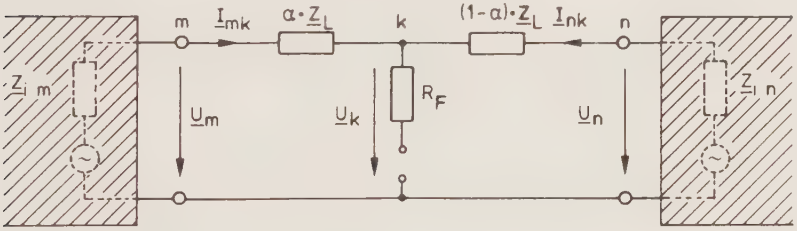


Bild 5.1: Zweiseitig gespeiste Leitung mit Übergangswiderstand vor Fehlereintritt.

Die eingezeichneten Zählpfeile gelten sowohl für Betriebsgrößen $\underline{U}^{(B)}$, $\underline{I}^{(B)}$, wie auch für Fehlergrößen $\underline{U}^{(F)}$, $\underline{I}^{(F)}$ und Änderungen $\Delta\underline{U}$ und $\Delta\underline{I}$.

Für den Fehlerzustand erhält man:

$$(5.3)\quad \underline{U}_m^{(F)} = \alpha \cdot \underline{Z}_L \cdot \underbrace{(\underline{I}_{mk}^{(B)} + \Delta\underline{I}_{mk})}_{\underline{I}_{mk}^{(F)}} + R_F \cdot \underbrace{(\underline{I}_{mk}^{(B)} + \underline{I}_{nk}^{(B)} + \Delta\underline{I}_{mk} + \Delta\underline{I}_{nk})}_{0}$$

Bildet man in herkömmlicher Weise die Impedanz der Fehlerschleife als Quotient $\underline{U}_m^{(F)}/\underline{I}_{mk}^{(F)}$ so wird für $R_F = 0$ die Impedanz richtig bestimmt:

$$(5.4)\quad \frac{\underline{U}_m^{(F)}}{\underline{I}_{mk}^{(F)}} = \alpha \cdot \underline{Z}_L + R_F \cdot \frac{\Delta\underline{I}_{mk} + \Delta\underline{I}_{nk}}{\underline{I}_{mk}^{(B)} + \Delta\underline{I}_{mk}}$$

Bei ungünstigen Verhältnissen, d.h. großen Betriebsströmen sowie hohen Übergangswiderständen und damit kleinen Kurzschlußströmen, erhält man für den zum zweiten Summanden gehörenden Quotienten in Zähler und Nenner komplexe Werte von deutlich unterschiedlichem Winkel. Das Ergebnis der Division ist dann eine Größe mit beträchtlichem Imaginärteil. Damit ist die gemessene Reaktanz nicht mehr mit dem Leitungsanteil $\alpha \cdot X_L$ identisch, die Entfernung des Kurzschlusses wird falsch bestimmt.

Für den Quotienten Kurzschlußspannung/Stromänderung erhält man dagegen nach (5.3):

$$(5.5)\quad \frac{\underline{U}_m^{(F)}}{\Delta\underline{I}_{mk}} = \alpha \cdot \underline{Z}_L \cdot \left(1 + \frac{\underline{I}_{mk}^{(B)}}{\Delta\underline{I}_{mk}}\right) + \underbrace{R_F \cdot \frac{\Delta\underline{I}_{mk} + \Delta\underline{I}_{nk}}{\Delta\underline{I}_{mk}}}_{\underline{\tilde{R}}_F}$$

Wie man sieht, ist hier für $R_F = 0$ die gemessene Impedanz nicht gleich $\alpha \cdot \underline{Z}_L$. Der Fehler $(1 + \underline{I}_{mk}^{(B)}/\underline{I}_{mk})$ kann aber aus den Meßwerten am Relaiseinbauort bestimmt werden. Ein Vor-

teil für den zweiten Summanden ergibt sich daraus, daß im allgemeinen die Betriebsmittel der Hochspannungs-Freileitungsnetze ähnliche Impedanzwinkel aufweisen, so daß

$$\text{(5.6)} \qquad \operatorname{Im}\left\{\frac{\Delta\underline{I}_{mk} + \Delta\underline{I}_{nk}}{\Delta\underline{I}_{mk}}\right\} \approx 0$$

In Gleichung (5.5) wird also durch $\underline{\tilde{R}}_F$ der Imaginärteil der gemessenen Impedanz $\underline{U}_m^{(F)}/\Delta\underline{I}_{mk}$ nur wenig verändert.

Mit $\left(1 + \frac{\underline{I}_{mk}^{(B)}}{\underline{I}_{mk}}\right) = a + jb$ gilt :

$$\underline{Z}_{meß} = \alpha\cdot(R_L + jX_L)\cdot(a + jb) + \underline{\tilde{R}}_F$$

(5.7)

$$X_{meß} \approx \alpha\cdot(R_L\cdot b + X_L\cdot a)$$

und weiter

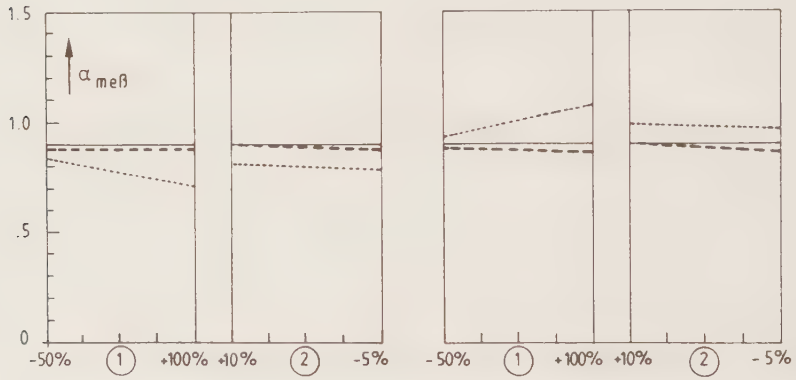
$$\text{(5.8)} \qquad \alpha \approx \frac{X_{meß}}{R_L\cdot b + X_L\cdot a}$$

Gleichung (5.8) trifft entsprechend auch für unsymmetrische Fehler zu, wobei im Fall des einpoligen Erdkurzschlusses $\underline{Z}_L$ durch $\underline{Z}_L + \underline{Z}_E$ mit $\underline{Z}_E = (\underline{Z}_{0L}-\underline{Z}_L)/3\underline{Z}_L$ ersetzt werden muß.

Wie eine Sichtung der Literatur zu diesem Thema ergab, wird eine im Grundsatz gleiche Vorgehensweise auch in /31/ beschrieben.

Um die erzielbaren Vorteile zu zeigen, wird das Verfahren rechnerisch an einem einfachen Beispiel nach Bild 5.1 untersucht. Das betrachtete Relais sitzt im Knoten m einer etwa 100km langen Leitung. Es wurde ein harter Fall mit

großem Verhältnis R/X gewählt, bei dem die Impedanzwinkel $\underline{Z}_{i,m}$ und $\underline{Z}_{i,n}$ deutlich unterschiedlich sind und außerdem $\Delta\underline{I}_{nk}$ größer ist als $\Delta\underline{I}_{mk}$, wodurch $\widetilde{R}_F$ nach Gleichung (5.5) große Werte annimmt. $\Delta\underline{I}_{nk}$ überwiegt, wenn der Fehler am Leitungsende liegt und $\underline{Z}_{in}$ relativ klein ist. Durch die ziemlich großen Quellenimpedanzen erhält man niedrige Kurzschlußströme. Bei kleineren Quellenimpedanzen wird der Wert mit $\underline{U}/\underline{I}$ besser, für $\underline{U}/\Delta\underline{I}$ ändert sich nichts, solange die Stromaufteilung die gleiche bleibt.



$R_F = 2\Omega$

a) Wirkstrom von m nach n b) desgl. von n nach m

Bild 5.2: Am Knoten m von Bild 5.1 gemessene Fehlerentfernung.

——— Sollwert ····· $\underline{U}/\underline{I}$ ----- $\underline{U}/\Delta\underline{I}$

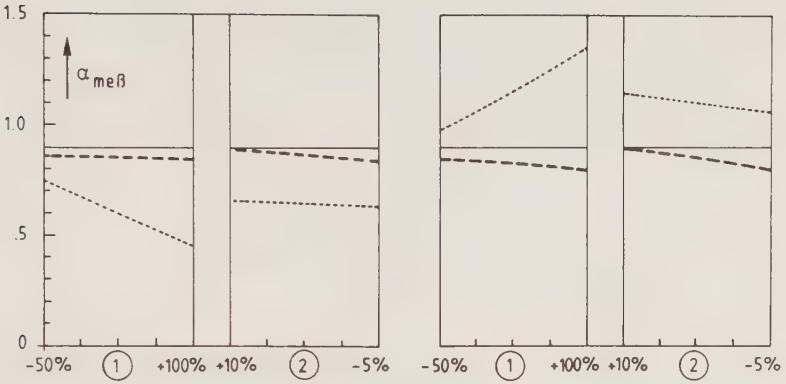
(1) Änderung Betriebsstrom (100% = 400A)

(2) Änderung Impedanzwinkel von $\underline{Z}_{i,m}$ (100% = 66^0)

$\underline{U}_N = 220$ kV $\underline{I}_{mn}^{(B)} = 400$A $\underline{Z}_L = (8 + j30)\Omega$

$\underline{Z}_{i,n} = (18 + j60)\Omega$ $\underline{Z}_{i,m} = (50 + j110)\Omega$

$R_F = 2\Omega$ I_k etwa 5kA (ca. 3kA über n, 2kA über m)



a) Wirkstrom von m nach n

b) desgl. von n nach m

Bild 5.3: Wie Bild 5.2, nur $R_F = 5\Omega$

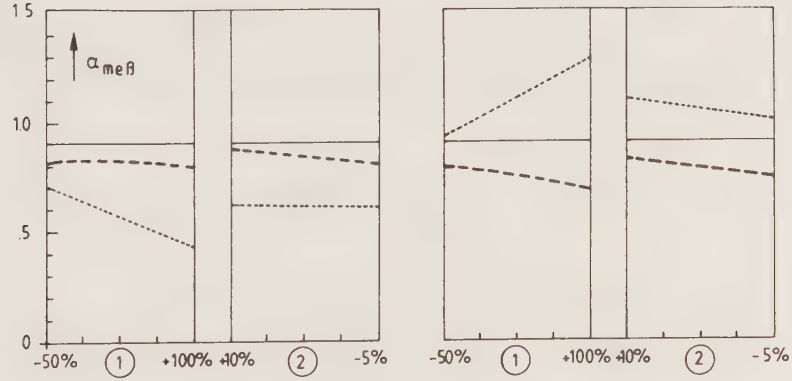


Bild 5.4: Wie Bild 5.3, nur $Z_{i,n} = (10 + j60)\Omega$.

Die Bilder 5.2 und 5.3 zeigen die nach Gleichung (5.8) berechnete Fehlerentfernung. Man erkennt eine deutliche Verbesserung durch die Anwendung von Gleichung (5.8). Sie fällt weniger deutlich aus, wenn die Impedanzwinkel der Einspeisung noch stärker voneinander abweichen. Bild 5.4 zeigt die gemessenen Fehlerentfernungen für stärker unterschiedliche Impedanzwinkel, wie sie aber bei 220kV kaum vorkommen.

5.2.2 Verwendung von weiteren Netzkennwerten

Wenn im zentralen Rechner alle Netzdaten vorliegen und eine Datenverbindung zu der betreffenden Station besteht, ist eine weitere Verbesserung möglich, die auch bei beliebigen Impedanzwinkeln anwendbar ist. Der Quotient

$$\frac{\Delta\underline{I}_{mk} + \Delta\underline{I}_{nk}}{\Delta\underline{I}_{mk}} = c + jd$$

in Gleichung (5.5) kann durch die Netzdaten und α ausgedrückt werden. Nach Bild 5.1 erhält man im einpoligen Ersatzschaltbild mit der Stromteilergleichung

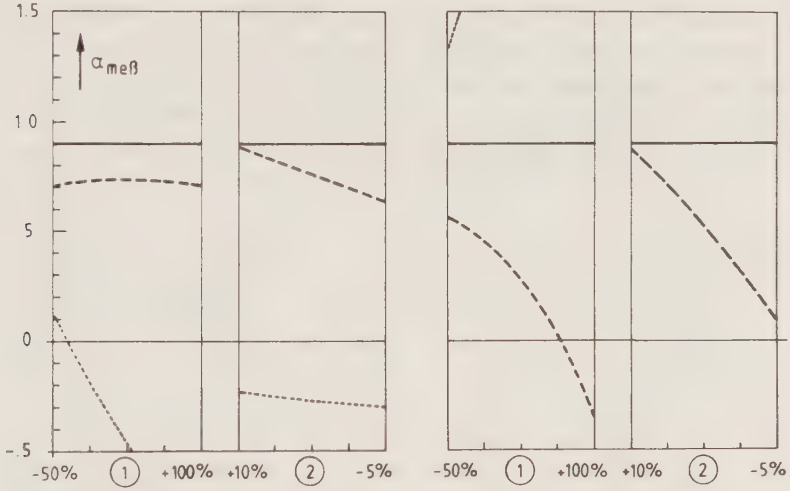
$$c + jd = \frac{\underline{Z}_{i,m} + \underline{Z}_L + \underline{Z}_{i,n}}{\underline{Z}_{i,n} + (1-\alpha)\cdot\underline{Z}_L} \tag{5.9}$$

Aus Gleichung (5.7) wird damit

$$\begin{aligned} R_{meß} &= \alpha\cdot(R_L\cdot a - X_L\cdot b) + R_F\cdot c \\ X_{meß} &= \alpha\cdot(R_L\cdot b + X_L\cdot a) + R_F\cdot d \end{aligned} \tag{5.10}$$

In diesen Gleichungen sind sowohl c und d nach (5.9) ab-

hängig von α . Um eine aufwendigere Lösung mit Radizieren bei der Bestimmung von α und R_F zu umgehen, kann man iterativ, von einem Startwert ausgehend, c und d berechnen, in Gl. (5.10) einsetzen und α nach der Elimination von R_F berechnen. Der Wert für α dient als neuer Ausgangspunkt. Dies wurde auch am Rechner für das einfache Netz von Bild 5.1 durchgeführt. Als Startwert wurde zunächst der nach dem Verfahren von Abschnitt 5.2.1 erhaltene Wert für α eingesetzt. Es zeigt sich aber, daß dieser bei sehr hohen Übergangswiderständen stark fehlerhaft sein kann (s. Bild 5.5).



a) Wirkstrom von m nach n b) desgl. von n nach m

Bild 5.5: Ermittelte Kurzschlußorte bei $R_F = 30\,\Omega$ (Netzdaten sonst wie Bild 5.2).

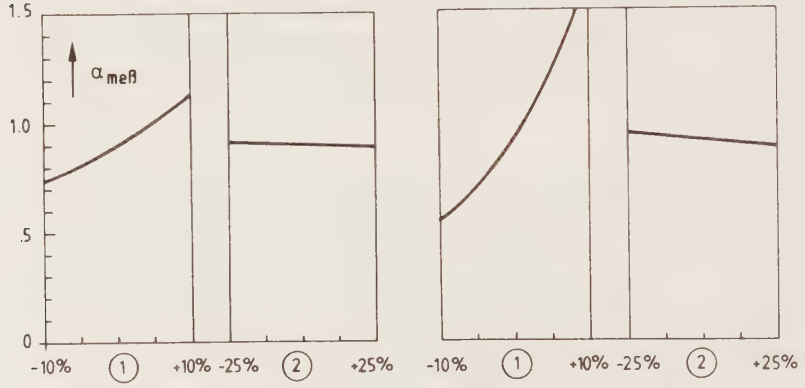
--------- $\underline{U}/\underline{I}$ - - - - - - $\underline{U}/\underline{I}$

———— mit Iteration gewonnener, richtiger Wert (Startwert 0,8, zwei Iterationsschritte)

Allerdings ergab sich selbst bei weit danebenliegenden Startwerten eine sehr schnelle Konvergenz des Verfahrens. Ein Bereich mit weniger als 2% Abweichung vom exakten Wert

wurde mit fünf Iterationen immer erreicht. Um besonders bei Fehlern am Leitungsende in möglichst kurzer Zeit einen genauen Wert zu erhalten, wurde schließlich ein α_o von 0,8 vorgegeben.

Wie man im Bild 5.5 erkennt, erhält man mit der iterativen Methode sehr gute Ergebnisse, wenn die Netzimpedanzen auf beiden Seiten der fehlerhaften Leitung genau bekannt sind. Um festzustellen, wie stark sich Abweichungen dieser Impedanzen bemerkbar machen, wurde $\underline{Z}_{i,n}$ in der Rechnung gegenüber dem wirklichen Wert verändert. Einmal wurde der Impedanzwinkel um $\pm$10% variiert, ein andermal der Betrag um $\pm$25% . Die Ergebnisse zeigt Bild 5.6.



a) Wirkstrom von m nach n b) Wirkstrom von n nach m

Bild 5.6: Auswirkung eines falschen Wertes für $\underline{Z}_{i,n}$ beim Iterationsverfahren (sonst wie Bild 5.5)
① Falscher Winkel ② Falscher Betrag
(Prozent vom richtigen Wert)

Man sieht, daß sich falsche Impedanzwinkel gravierend auswirken, wogegen ein Fehler im Betrag wenig ausmacht. Dies deckt sich mit den Ergebnissen in /25/. Dort wurde ein Iterationsverfahren untersucht, welches die Bedingung aus-

wertet, daß die an der Kurzschlußstelle umgesetzte Leistung reine Wirkleistung ist. Dabei wird auch das $\underline{Z}_i$ am gegüberliegenden Leitungsende benötigt. Ein weiteres Verfahren, welches die gesuchten Parameter aus den Differentialgleichungen des 0,1,2-Systems unter Verwendung der Methode der kleinsten Fehlerquadrate berechnet, ist in /28/ beschrieben. Auch dort braucht man das $\underline{Z}_i$ am gegenüberliegenden Leitungsende. Der Rechenaufwand für beide Verfahren liegt recht hoch.

Das für die Anwendung des Iterationsverfahrens wichtige Verhältnis $(\Delta\underline{I}_{mk} + \Delta\underline{I}_{nk})/\Delta\underline{I}_{mk}$ läßt sich aus den invertierten Knotenadmittanzmatrizen des Netzes darstellen. Ein mögliches Verfahren wird am Beispiel des symmetrischen Kurzschlusses vorgestellt. Dabei ist nur das Mitsystem stromführend. Das Ersatzschaltbild ist in Bild 5.7 dargestellt.

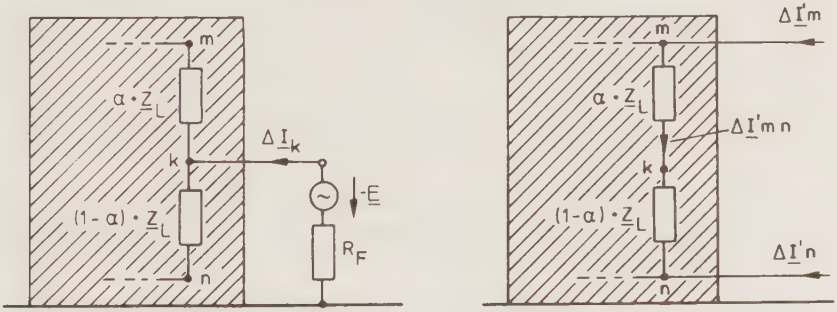


Bild 5.7: Ersatzschaltbilder mit Quellstrom $\Delta\underline{I}_k$, sowie mit den fiktiven Quellströmen $\Delta\underline{I}'_m$, $\Delta\underline{I}'_n$.

Wäre dort der Knoten k bereits bei der Aufstellung der Knotenadmittanzmatrix berücksichtigt worden, so könnte man alle Ströme sehr leicht durch ΔI_k ausdrücken. Da es aber unmöglich ist, für jeden Iterationsschritt diese Matrix aufzustellen und zu invertieren, sollen nur die Elemente der $(KAM)^{-1}$ ohne den Knoten k verwendet werden. Dazu wird der

Strom ΔI_k auf die beiden Knoten m und n verworfen, d.h. durch die Ersatzströme $\Delta I'_m$ und $\Delta I'_n$ in den Knoten m und n substituiert.

Man erhält die Ersatzströme:

$$(5.11) \quad \Delta \underline{I}'_m = (1-\alpha)\cdot\Delta \underline{I}_k \quad ; \quad \Delta \underline{I}'_n = \alpha\cdot\Delta \underline{I}_k$$

Damit ergibt sich nach Gleichung (4.3) :

$$(5.12) \quad \begin{aligned} \Delta \underline{U}_m &= \underline{z}_{1,mm}\cdot\Delta \underline{I}'_m + \underline{z}_{1,mn}\cdot\Delta \underline{I}'_n \\ \Delta \underline{U}_n &= \underline{z}_{1,nm}\cdot\Delta \underline{I}'_m + \underline{z}_{1,nn}\cdot\Delta \underline{I}'_n \\ &\text{wobei } \underline{z}_{1,nm} = \underline{z}_{1,mn} \end{aligned}$$

Der fiktive Ausgleichsstrom $\Delta \underline{I}'_{mn}$ wird damit

$$(5.13) \quad \Delta \underline{I}'_{mn} = \frac{\Delta \underline{U}_m - \Delta \underline{U}_n}{\underline{Z}_L}$$

$$= \frac{\Delta \underline{I}_k}{\underline{Z}_L}\cdot\left[(1-\alpha)\cdot(\underline{z}_{1,mm} - \underline{z}_{1,mn}) + \alpha\cdot(\underline{z}_{1,mn} - \underline{z}_{1,nn})\right]$$

Durch die Stromverwerfung werden die in die Knoten m und n fließenden Ströme nicht verändert. $\Delta \underline{I}_{mk}$ ist also die Summe von $\Delta \underline{I}'_m$ und $\Delta \underline{I}'_{mn}$:

$$(5.14) \quad \Delta \underline{I}_{mk} = \frac{\Delta \underline{I}_k}{\underline{Z}_L}\cdot\left[(1-\alpha)\cdot(\underline{z}_{1,mm} - \underline{z}_{1,mn}) + \right.$$

$$\left. + \alpha\cdot(\underline{z}_{1,mn} - \underline{z}_{1,nn}) + \underline{Z}_L\cdot(1-\alpha)\right]$$

Die Summe $\Delta \underline{I}_{mk} + \Delta \underline{I}_{nk}$ ist gleich dem Kurzschlußstrom $\Delta \underline{I}_k$. Somit ergibt sich für das gesuchte Verhältnis:

$$(5.15) \quad \frac{\Delta \underline{I}_{mk} + \Delta \underline{I}_{nk}}{\Delta \underline{I}_{mk}} = \frac{1}{\underline{e} + \alpha\cdot\underline{g}}$$

$$\text{mit } \underline{e} = \frac{\underline{z}_{1,mm} - \underline{z}_{1,mn}}{\underline{Z}_L} + 1 \; ; \quad \underline{g} = \frac{2\cdot\underline{z}_{1,mn} - \underline{z}_{1,nn} - \underline{z}_{1,mm}}{\underline{Z}_L} - 1$$

Für das Netz aus Bild 5.1 erhält man nach kurzer Rechnung die Übereinstimmung mit Gleichung (5.9).

Für unsymmetrische Fehler kann man zur Berechnung des Faktors (c + jd) aus Gleichung (5.9) entsprechend zu Anhang 1 vorgehen. Hier soll der Fall des häufigen einpoligen Erdkurzschlusses behandelt werden. Es sei der Leiter R betroffen. Der Lichtbogenwiderstand R_F erscheint somit nach der Gleichung (5.5) als

$$\underline{\widetilde{R}}_{F,1p} = R_F \cdot \frac{\Delta\underline{I}_{R,mk} + \Delta\underline{I}_{R,nk}}{\Delta\underline{I}_{R,mk}} \tag{5.16}$$

Um den Quotienten der Ströme in Gleichung (5.16) durch Elemente der $(KAM)^{-1}_{0,1,2}$ ausdrücken zu können, wird das Verfahren der Stromverwerfung separat für die einzelnen Komponentensysteme angewandt. Ganz entsprechend zu Gleichung (5.14) erhält man :

$$\Delta\underline{I}_{1,mk} = \left[(1-\alpha)\,\underbrace{\frac{\underline{Z}_{1,mm} - \underline{Z}_{1,mn}}{\underline{Z}_{1,L}}}_{\underline{h}_{1,m}} + \alpha\cdot\underbrace{\frac{\underline{Z}_{1,mn} - \underline{Z}_{1,nn}}{\underline{Z}_{1,L}}}_{\underline{h}_{1,n}} + 1 - \alpha\right]\cdot\Delta\underline{I}_{1,k}$$

$$\underline{I}_{2,mk} = \left[(1-\alpha)\,\underline{h}_{2,m} + \underline{h}_{2,n} + 1-\alpha\right]\cdot\Delta\underline{I}_{2,k} \tag{5.17}$$

$$\underline{I}_{0,mk} = \left[(1-\alpha)\,\underline{h}_{0,m} + \underline{h}_{0,n} + 1-\alpha\right]\cdot\Delta\underline{I}_{0,k}$$

Nach dem Ersatzschaltbild 4.3 ist $\Delta\underline{I}_{1,k} = \Delta\underline{I}_{2,k} = \Delta\underline{I}_{0,k}$. Damit bekommt man nach der Rücktransformation:

$$\Delta\underline{I}_{R,mk} = \left[(1-\alpha)\cdot\underbrace{(\underline{h}_{1,m}+\underline{h}_{2,m}+\underline{h}_{0,m})}_{\underline{h}_{1p,m}} + \alpha\cdot\underbrace{(\underline{h}_{1,n}+\underline{h}_{2,n}+\underline{h}_{0,n})}_{\underline{h}_{1p,n}} + 1 - \alpha\right]\cdot\Delta\underline{I}_{1,k} \tag{5.18}$$

$$\Delta\underline{I}_{R,k} = \Delta\underline{I}_{R,mk} + \Delta\underline{I}_{R,nk} = 3\cdot\Delta\underline{I}_{1,k}$$

Der gesuchte Quotient ergibt sich damit zu :

$$(5.19)\quad \frac{\Delta \underline{I}_{R,mk} + \Delta \underline{I}_{R,nk}}{\Delta \underline{I}_{R,mk}} = \frac{1}{\underline{e}_{1p} + \underline{g}_{1p}}$$

$$\text{mit } \underline{e}_{1p} = \frac{\underline{h}_{1p,m} + 1}{3} \quad ; \quad \underline{g}_{1p} = \frac{\underline{h}_{1p,n} - \underline{h}_{1p,m} - 1}{3}$$

$\underline{h}_{1p,m}$ und $\underline{h}_{1p,n}$ sind in Gln. (5.18) u. (5.17) festgeleg

Die Koeffitienten $\underline{e}^{(1p)}$ und $\underline{g}^{(1p)}$ sind nur von den Daten des vollständigen Netzes abhängig, d.h. sie können für einen gegebenen Netzzustand vorteilhaft im zentralen Netzrechner bestimmt, zu den Distanzschutzeinheiten in der Station übermittelt und dort gespeichert werden. Für die anderen Fehlerfälle gilt Ähnliches. Die auszuführende Rechnung im Kurzschlußzeitpunkt ist dann nicht mehr allzu umfangreich. Bei den betrachteten Beispielen genügten bereits zwei Iterationsschritte, um ein Ergebnis mit weniger als 5% Fehler zu erhalten. Allerdings müssen die Netzparameter genau bekannt sein.

Das Verfahren erfordert die Bestimmung des Betriebsstroms und der Stromänderung beim Kurzschluß, es paßt also besonders gut zu Distanzschutzalgorithmen, welche die Impedanz als Quotienten der komplexen Zeiger $\underline{U}$ und $\underline{I}$ bilden. Die gemessenen Werte für R und X nach Gleichung (5.5) können aber auch mit Algorithmen bestimmt werden, welche die Differentialgleichung der Leitung lösen. Dazu sind die Strom-Abtastwerte durch die Änderung dieser Abtastwerte vor und nach Kurzschlußeintritt zu ersetzen. Je nach Größe von R und X ist eine sofortige Auslöseentscheidung nach diesen ersten Werten möglich, oder gegebenenfalls eine verbesserte Bestimmung der Fehlerentfernung nach den vorgestellten Me-

thoden. Man erhält so eine günstige Charakteristik mit kurzen Kommandozeiten bei kleinen Fehlerentfernungen und Übergangswiderständen.

Zusammenfassend wird vorgeschlagen:

- die Distanzbestimmung in den Reservestufen für die Fehlerortserkennung nach Abschnitt 3.2.3 mit $\underline{U}/\Delta\underline{I}$ anstelle von $\underline{U}/\underline{I}$ durchzuführen
- für die Grundstufe, insbesondere bei möglichen hohen Übergangswiderständen und stromschwachen Fehlern, die Distanzbestimmung nach Gl.(5.7) anzuwenden; die Gültigkeit der Bedingung (5.6) muß gegebenenfalls durch Rechnung überprüft werden)
- die weitere Korrektur mit Iteration nach (5.10) für eine anschließende Fehlerortung und für solche Fälle zu verwenden, wo die erste Messung sehr große Werte für R ergab. Hierzu muß allerdings eine geeignete Datenübertragung zwischen der Leitstelle und dem Schutz, bzw. zwischen den Schutzgeräten beider Leitungsenden bestehen.

6. Messungen an einem Netzmodell

6.1 Beschreibung der Meßanordnung

6.1.1 Drehstrommodell für Netz- und Kraftwerksbetrieb

Mit dem vorhandenen Modell lassen sich Netze mit Nennspannungen von 20kV und 220kV darstellen. Für die Untersuchungen wurden nur 220kV-Netze betrachtet. Zum Aufbau der Netze stehen ein Generator, eine Trafoeinspeisung, ein Verbundnetz in Gestalt des Netzanschlusses 220V, je sechs Leitungen mit 50km und 100km und zwei Verbrauchergruppen zur Verfügung. Bei den Verbrauchern sind ohmscher, induktiver und kapazitiver Anteil getrennt einstellbar. Der Spannungsmaßstab ist 1:1000, der Strommaßstab 1:100. Die Generatornennleistung beträgt 160 MW im Modellmaßstab.

Die Nachbildung wirklicher Betriebsmittel durch das Netzmodell kann als gut bezeichnet werden, auch wenn sich das richtige X/R-Verhältnis nicht immer ganz erreichen läßt. Durch die Leitungsnachbildungen mit π-Gliedern erhält man nicht nur die 50Hz-Komponente mit dem abklingenden Gleichglied, sondern auch höherfrequente Einschwingvorgänge beim Kurzschlußeintritt. Bild 6.1 zeigt die Gegenüberstellung von Kurzschlußoszillogrammen am Modell und im Netz. Besonders beim Stromverlauf zeigen sich am Modell weniger Verzerrungen, was für die durchgeführten Untersuchungen aber ohne Belang ist. Für die beschriebenen Reserveschutzfunktionen muß die Messung nicht unmittelbar nach Kurzschlußeintritt, aber noch vor dem Öffnen des ersten Schalters erfolgen. Damit endet frühestens nach der zweiten Periode nach Fehlereintritt der Zeitraum, aus dem die Abtastwerte

für die Impedanzbestimmung stammen müssen. Zu diesem Zeitpunkt sind die transienten Vorgänge bereits stark abgeklungen.

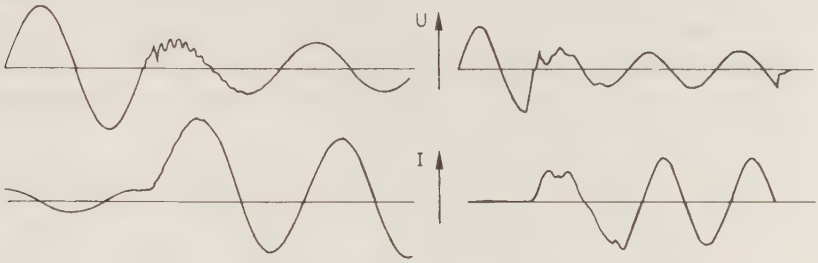


Bild 6.1: a) Strom- und Spannungsverlauf bei einem dreipoligen Kurzschluß am Netzmodell (Beispiel)
b) Oszillogramm eines einpoligen Kurzschlusses auf einer realen Hochspannungsleitung

6.1.2 Verwendeter Rechner

Das Labormuster des Rechners wurde im wesentlichen mit Platinen aus einem Industrie-Baugruppensystem aufgebaut. Dadurch ergeben sich einfache Erweiterungs- und Änderungsmöglichkeiten. Als Kernstück wurde eine 8085-CPU gewählt, weil dafür ein geeignetes Entwicklungssystem zur Verfügung stand. Für die geplanten Versuche war keine volle Echtzeitverarbeitung notwendig, so daß ein 16-Bit Prozessor allenfalls den Vorteil geboten hätte, die 12-Bit Werte des Analog-Digital-Wandlers direkt handhaben zu können.

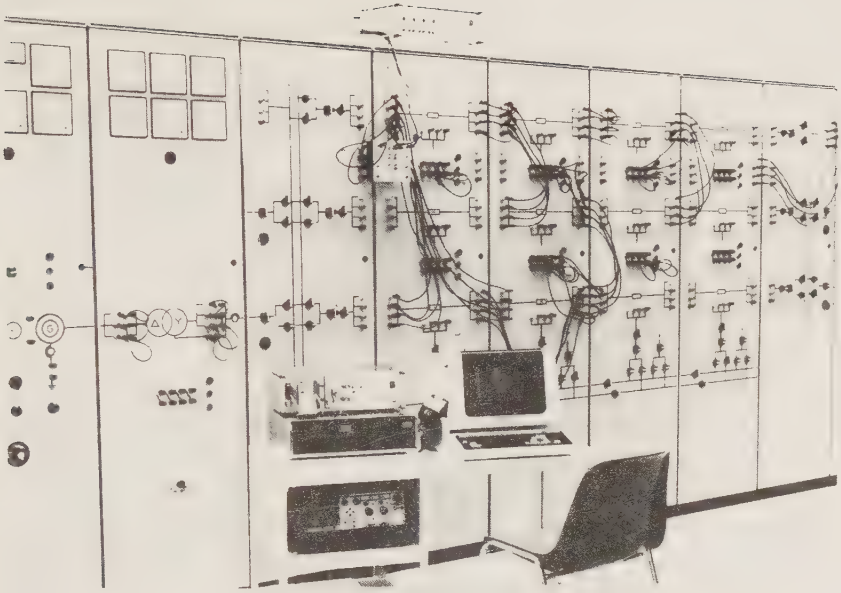
Für die längerfristige Speicherung von Daten und Programmen wurde dem Rechner ein Diskettendoppellaufwerk angepaßt. Damit eröffnete sich auch die Möglichkeit, ein CP/M-Betriebssystem einzusetzen. Dieses übernimmt die Diskettenverwaltung, unterstützt wirkungsvoll das Entwickeln und Testen von Assemblerprogrammen und bietet die Gelegenheit,

höhere Programmiersprachen zu verwenden. Sie lassen sich besonders bei nicht zeitkritischen Programmteilen vorteilhaft einsetzen und ermöglichen weiterhin die Auswertung von Versuchen und vorbereitende Rechnungen direkt am Mikroprozessorsystem.

6.1.3 Ankopplung ans Netzmodell

Die Art der Ankopplung an das Netzmodell zeigt Bild 6.2 . Die Ströme und Spannungen werden an Shunts und Spannungsteilern abgegriffen und über Trennverstärker dem Rechner zugeführt. Bevor die Analogwerte zum A/D-Wandler gelangen, laufen sie über Bessel-Tiefpässe 2. Ordnung mit der Grenzfrequenz von 150 Hz, um höherfrequente Störanteile auszufiltern. Anschließend werden sie in den Abtastzeitpunkten analog zwischengespeichert. Da nur eine Wandlereinheit vorhanden ist und nach jeder Wandlung auch Speicheroperationen notwendig sind, würde sonst der Winkel zwischen zwei Abtastwerten etwa 4^{o} elektrisch betragen. Der Fehler durch die verwendeten Abtast-/Halteglieder beträgt maximal ein Bit infolge der Entladung des Haltekondensators und spielt somit keine Rolle. Er wurde mit Hilfe eines digitalen Speicheroszilloskops von 12 Bit Auflösung ermittelt.

Die Abtastfrequenz wird aus der Taktfrequenz des Mikroprozessors abgeleitet und kann im Bereich von 4-16 Werten pro Netz-Periode variiert werden. Sie ist nicht mit der Netzfrequenz synchronisiert. Da sowohl Takt- wie auch Netzfrequenz als recht stabil angesehen werden können, bleiben die Abweichungen so gering, daß sie keinen nennenswerten Fehler verursachen. Wie Messungen zeigten, ändert sich die Abtastfrequenz praktisch nicht, kleine Differenzen werden durch Netzfrequenzschwankungen verursacht.



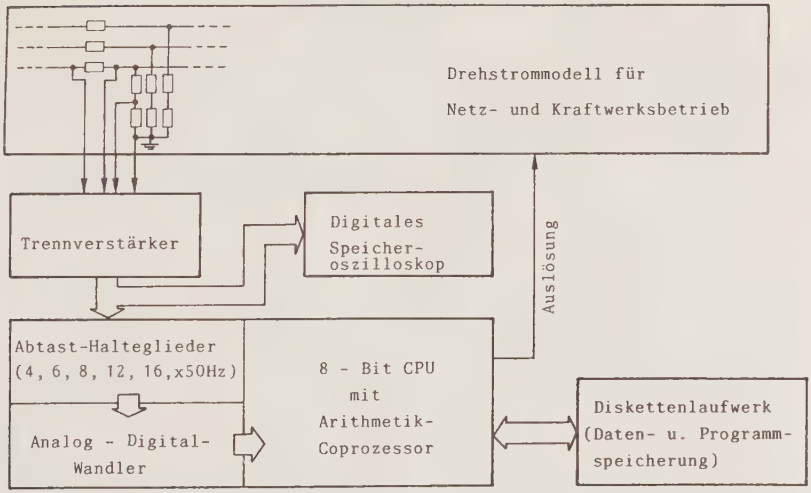


Bild 6.2: Aufbau für Laboruntersuchungen. Oben das Netzmodell mit dem verwendeten Mikroprozessorsystem, unten schematische Darstellung der Ankopplung.

Die Analog/Digital-Wandlung erfolgt mit 12 Bit Auflösung. Das zugehörige Programm wird durch eine Unterbrechungsanforderung von der Abtastfrequenzerzeugung angestoßen und liest dann nacheinander die Werte ein.

6.1.4 Programmierung

In zukünftigen Schaltanlagen mit einer Ausrüstung für die Leit- und Schutztechnik nach Kapitel 2 ist über die Datenverbindung zwischen dem Stationsrechner und den Distanzschutzeinheiten ein Informationsaustausch möglich. Dadurch werden auch die Voraussetzungen für die Bestimmung der fehlerhaften Leitung mit Hilfe des Überlappungskriteriums nach Kapitel 3 erfüllt. Aus Ersparnisgründen konnte nur eine Verarbeitungseinheit als Labormuster gebaut werden. Im Versuch müssen jedoch zwei Distanzschutzeinheiten sowie der Stationsrechner dargestellt werden. Zu den zu programmierenden Aufgaben des Labormusters gehören damit:

- Einlesen und Abspeichern von je einem Strom und Spannungswert an zwei Abgängen einer Sammelschiene
- Fehlererkennung in Echtzeit
- Berechnung der Meßimpedanzen an zwei Relaiseinbauorten nach erfolgter Fehlererkennung
- Fehlerortsbestimmung durch das Überlappungskriterium

Für das Abspeichern der eingelesenen Strom- und Spannungswerte steht jeweils eine Speicherkapazität von 512 Byte zur Verfügung, es finden 256 Abtastwerte Platz. Bei der niedrigsten Abtastfrequenz von 200 Hz sind also über 60, bei 800 Hz noch 16 Netzperioden gespeichert. Das Abspeichern erfolgt zyklisch, d.h. nachdem ein Speicherbereich gefüllt ist, wird dessen Anfang neu überschrieben.

Die Fehlererkennung sollte ursprünglich in der Art einer Unterimpedanzanregung durch die fortlaufende Berechnung der Meßimpedanzen an einer Stelle des Netzes erfolgen. Nicht zuletzt deshalb wurde die sogenannte A4-Methode als Berechnungsalgorithmus gewählt. Sie weist relativ wenige zeitintensive Multiplikationen und Divisionen auf. Außerdem wurde die Abtastrate mit sechs pro Periode recht niedrig eingestellt. Es zeigte sich aber trotzdem schon bald, daß dieses Ziel viel Arbeit für die Optimierung der Ausführungszeit des Programmes erfordert hätte. Da für die Laboruntersuchung außerdem keine wesentlichen Vorteile zu erwarten waren, wurde eine andere Art der Fehlererkennung realisiert. Sie erfolgt nun mit Hilfe einer Unterspannungsanregung durch Vergleich der aktuellen Spannungswerte mit den Werten vor einer Periode. Hierzu wird der Ausdruck

$$Q = \frac{K \cdot u(t_n)}{u(t_n - T)}$$

mit T als Netzperiode gebildet. Wenn der Quotient Q mehrmals deutlich von K abweicht, wie dies bei Spannungseinbrüchen infolge von Netzfehlern der Fall ist, wird zur Impedanzberechnung übergegangen.

Für die Berechnung der Meßimpedanzen wurden zwei Verfahren angewendet. Zum einen die erwähnte A4-Methode, die in Anhang A3 dargestellt ist, zum anderen ein Algorithmus, der zunächst die komplexen Zeiger bestimmt und daraus die Impedanz. Er wird in Anhang A4 beschrieben. Während die A4-Methode, wie auch das Einlesen der Werte und die Fehlererkennung, in Assembler programmiert ist, wird für den zweiten Algorithmus ein BASIC-Programm verwendet, welches auf die im Speicher abgelegten Abtastwerte zurückgreift.

Der letzte Punkt, die Fehlerortserkennung mit dem Überlappungskriterium, ist auch mit einem BASIC - Programm realisiert. Es wird entsprechend Kapitel 3.2.3 vorgegangen, d.h. zu 4 berechneten Impedanzen werden weitere durch parabolische Interpolation gewonnen.

6.2 Messungen zur Genauigkeit der Impedanzbestimmung

Zunächst wurde bei der A4-Methode das Ergebnis so normiert, daß die letzten vier Bit des Ergebnisses für die Stellen nach dem Komma, die restlichen 28 Bit für das Vorzeichen und die Stellen vor dem Komma stehen. Die hohe Auflösung von 32 Bit konnte mit dem Arithmetikprozessor leicht erreicht werden. Zur Kalibrierung des Ergebnisses wurde eine Luftspule aus dem Modell verwendet, die genau dem Leitungsmodell der A4-Methode entspricht. Der Kalibrierungsfaktor wurde so festgesetzt, daß sich mit dem Rechner und mit analoger Messung an der Spule die gleichen Werte ergaben. Die nach der Kalibrierung erreichte Genauigkeit bei Messungen an der Spule war besser als $\pm 1\%$, wenn man den Mittelwert aus den Ergebnissen einer Periode betrachtete. Einzelne Werte der A4-Methode konnten größere Abweichungen zeigen, häufig ließ sich ein leichtes Schwingen der Ergebnisse im Gleichtakt mit der Netzperiode beobachten. Die Mittelwertbildung wurde deshalb auch für die weiteren Messungen beibehalten.

Um das Verhalten bei Impedanzen,die vom RL-Glied abweichen, sowie die relative Genauigkeit zu überprüfen, wurde eine Vielzahl von Messungen an Netzen und einzelnen Leitungen durchgeführt. Dabei wurde der gleiche Kurzschluß zehnmal nacheinander mit willkürlichem Eintrittswinkel geschaltet. Die Abweichung des Mittelwerts der zehn Messungen gegenüber

dem Sollwert betrug weniger als 1% . Die Abweichung der R- und X-Werte aus jedem Versuch gegenüber den Mittelwerten aus zehn Kurzschlüssen lag unter $\pm$3% bei R und unter $\pm$1% bei X. Daß bei R größere Abweichungen festgestellt wurden, ist möglicherweise dadurch zu erklären, daß die tatsächlichen Widerstandswerte im Modell mit ca. 0,6 Ω für eine Leitung von 50km und ca. 0,9 Ω für 100 km recht klein sind. Hier können die Kontaktwiderstände beim Zusammenstecken von Leitungen bereits eine Rolle spielen.

Mit dem zweiten Algorithmus zur Impedanzbestimmung ließen sich gleichartige Ergebnisse erzielen. Die Berechnung von R und X aus den Strom- und Spannungsverläufen wird also mit beiden Algorithmen sehr genau durchgeführt.

6.3 Übereinstimmung zwischen Rechnung und Messung bei Berechnung der Impedanz mit U/I

Zunächst sollte geprüft werden, ob mit der im Kapitel 4 beschriebenen einfachen Kurzschlußimpedanzberechnung unter Vernachlässigung von Laststrőmen hinreichend gute Ergebnisse zu erzielen sind. Gemessen wurde an Netzstrukturen wie in Bild 6.3. Meßpunkte sind die beiden Distanzrelais an Sammelschiene 1. Um Kurzschlußorte auf den Leitungen zu erhalten, sind zwei Leitungen aus einzelnen Abschnitten zusammengesetzt, wodurch sich relativ große Gesamtlängen ergeben. An den Sammelschienen 2 und 3 können ohmsche und induktive Verbraucher zugeschaltet werden.

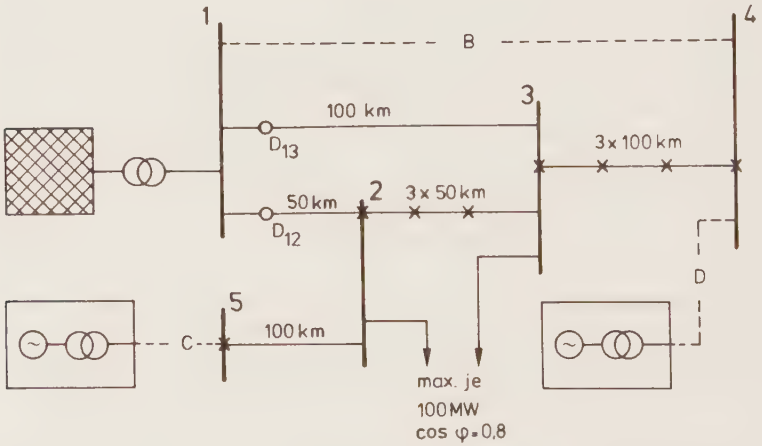


Bild 6.3: Ein untersuchtes Modellnetz. Es ist immer eine der Verbindungen B, C oder D wirksam.

Die Rechnung setzt gleiche Spannungen im Betriebsfall voraus. Damit für die Messungen zunächst ähnliche Bedingungen

vorlagen, wurde die Variante B gewählt, bei der die Sammelschienen 1 und 4 verbunden sind. Die Ergebnisse der durchgeführten Messungen zeigt Bild 6.4.

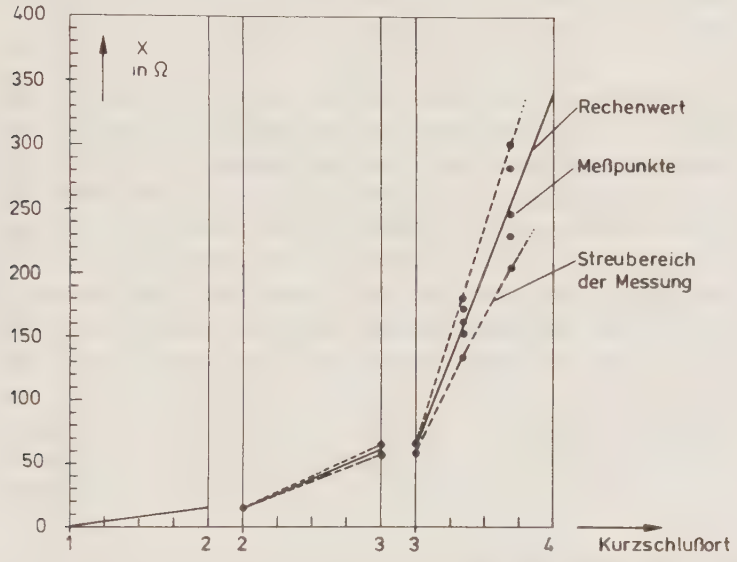


Bild 6.4: Berechnete und mit der A4-Methode gemessene Impedanzen des Relais $D_{1.2}$ in Bild 6.3 (Variante B).

Es wurden nur dreipolige Kurzschlüsse untersucht, da am Modell die Nullimpedanzen der Leitungen genau bekannt sind und es auch keine Kopplungen im Nullsystem gibt, sodaß bei unsymmetrischen Kurzschlüssen gleichartige Ergebnisse erwartet werden können. Wie Bild 6.4 zeigt, erhält man bei Variation der angeschlossenen Verbraucher zwischen je 0 und 50MW ($\cos\varphi$ = 0,8 ind.) Meßwerte, die etwa gleichmäßig um den Rechenwert streuen. Die größte gemessene Abweichung beträgt etwa 20% auf Leitung $L_{3.4}$ bei bereits recht großen Impedanzen. Daß die durch Rechnung ohne Berücksichtigung von Verbrauchern erhaltenen Ergebnisse nicht näher an den

Meßwerten ohne Verbrauchern liegen, ist auf die Leitungskapazitäten zurückzuführen, die sich bei den Längen der verwendeten Leitungen bereits bemerkbar machen.

Um festzustellen, wie gut sich die Meßergebnisse mit aufwendigeren Rechenverfahren erreichen lassen, wurden die Kurzschlußimpedanzen mit Überlagerung der Betriebsströme bei Berücksichtigung der Leitungskapazitäten bestimmt. Die in der Rechnung noch enthaltene Vereinfachung gleicher Spannungszeiger aller Quellen im Betriebsfall trifft bei diesem Netz gut zu. In der Praxis ist dies nicht immer der Fall, und die zu überlagernden Betriebsströme müssen durch eine aufwendigere Lastflußberechnung bestimmt werden.

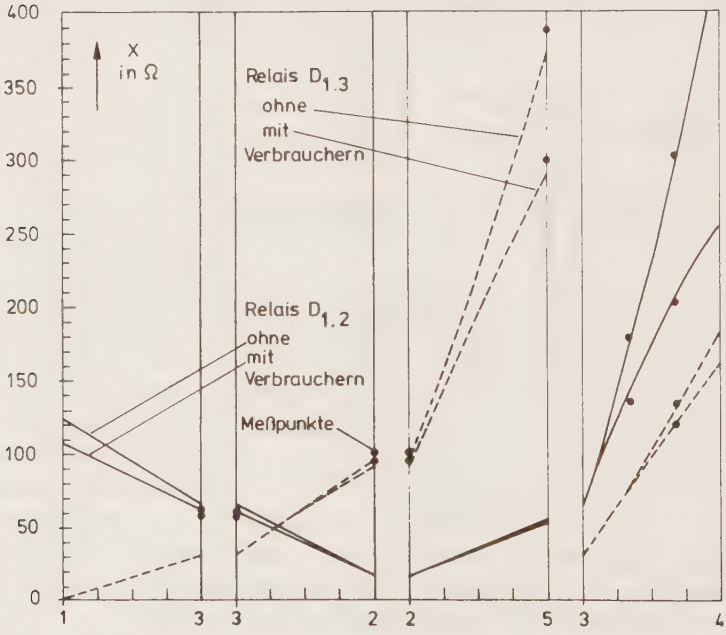


Bild 6.5: Wie Bild 6.4, aber Berechnung mit Berücksichtigung der Verbraucher und Leitungskapazitäten.

Wie Bild 6.5 zeigt, ist die Übereinstimmung zwischen Rechnung und Messung gut. Dies traf auch auf die anderen derart untersuchten Netze zu. Dieses Verfahren ist aber wegen des damit verbundenen Aufwandes für häufige Lastflußberechnungen praktisch nicht verwendbar.

Um schwerere Bedingungen mit deutlich unterschiedlichen Spannungszeigern und großen Betriebsströmen zu erhalten, wurde der Generator eingesetzt. Im Netz von Bild 6.3 ist nun die Verbindung der Sammelschienen 1 und 4 aufgetrennt und dafür der Generator an Sammelschiene 5 angeschlossen (Verbindung C). Um einen Netzbetrieb mit wechselnder Belastung nachzubilden, wurden verschiedene Verbraucher zugeschaltet und die eingespeiste Generatorleistung verändert. Die Verbraucher waren wieder ohmsch-induktiv. Als Grundlage für das Maß der Veränderungen der Verbraucher im Lauf eines Tages diente das Belastungsdiagramm von Bild 6.6. Dabei wurden die ungünstigeren älteren Kurven zugrundegelegt und eine Minimallast von 30% der Höchstlast angenommen.

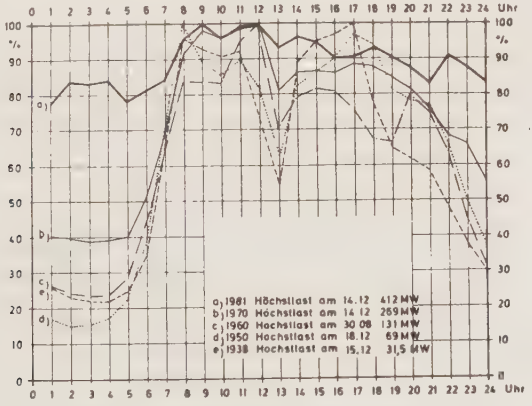


Bild 6.6: Tages-Belastungsdiagramm eines 110kV-Netzes (/17/)

Die Ergebnisse zeigt Bild 6.7. Die Höchstlast betrug hier jeweils 100 MW an den Sammelschienen 2 und 3. Der Generator speiste dabei zwischen etwa 10 MW und 160 MW in das Netz ein. Man sieht, daß bei solchen Veränderungen die Streuung der zur Fehlerortserkennung wichtigen Reaktanzen bei größerer Fehlerentfernung sehr stark anwächst. Hier erkennt man die Grenzen des Meßverfahrens mit dem tatsächlichen Kurzschlußstrom. Da bei den kleinen Kurzschlußströmen weit entfernter Fehlerorte die gemessenen Impedanzen stark von der Vorbelastung abhängen, ist in solchen Fällen eine Fehlerortserkennung zum Reserveschutzkonzept nach Abschnitt 3.2.4 nicht mehr sinnvoll durchführbar.

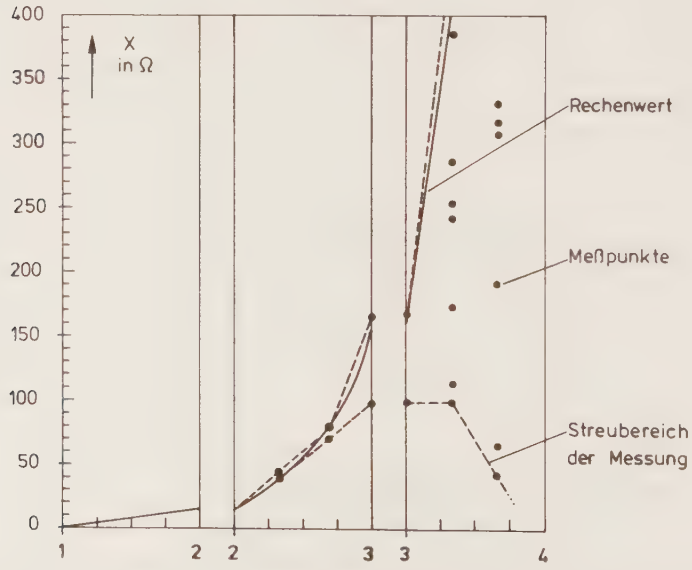


Bild 6.7: Von $D_{1.2}$ gemessene Reaktanzen X aus $\underline{U}/\underline{I}$ bei unterschiedlicher Belastung der Knoten 2 und 3 . (Netz von Bild 6.3 mit Verbindung C).

Bei der Berechnung der Kurzschlußimpedanz sind hier mittlere Verbraucher von 70% der Höchstlast,sowie die Leitungs-

kapazitäten bei der Aufstellung der Knotenpunktsadmittanzmatrix berücksichtigt. Die genauere Erklärung für dieses Vorgehen folgt bei den Erläuterungen zu Bild 6.9 .

6.4 Übereinstimmung zwischen Rechnung und Messung bei Berechnung der Impedanz mit U/ΔI

Wie in Abschnitt 5.1 beschrieben, ist bei großen Impedanzwerten der größte Anteil der Abweichungen zwischen Berechnung und Messung der Kurzschlußimpedanzen auf die Betriebsströme zurückzuführen. Bei einer Impedanzbestimmung unter Verwendung der Stromänderung im Kurzschlußfall müßte dieser Einfluß stark zurückgehen. Dies sollte experimentell nachgeprüft werden. Dazu wurde zunächst untersucht, wie gut das berechnete $\Delta\underline{I}$ mit dem gemessenen übereinstimmt. Zur Messung der komplexen Zeiger diente der Algorithmus von Anhang A4 . In Bild 6.8 sind die Beträge der gemessenen $\Delta\underline{I}$ bei verschiedenen Fehlerorten sowie die berechnete Kurve für das Netz aus Bild 6.3 (Variante D) aufgetragen. Der gemessene Phasenwinkel ist willkürlich, er ist nur relativ zu anderen im selben Relais gemessenen Größen sinnvoll und wird nicht angegeben. Die eingespeiste Generatorleistung wurde zwischen 0 und 160 MW verändert. Verbraucher sind keine angeschlossen. Die Übereinstimmung zwischen Rechnung und Messung ist gut, außerdem zeigten Betriebsgrößen erwartungsgemäß praktisch keinen Einfluß auf das gemessene $\Delta\underline{I}$, solange die Spannungsamplitude an den Einspeisestellen konstant gehalten wurde. Die etwas größeren Abweichungen bei Punkt 2 sind wohl darauf zurückzuführen, daß der Einspeisetransformator mit einem Stufenschalter versehen ist, dessen Stellung in der Rechnung nicht berücksichtigt wird. Da die Impedanz des Transformators gerade beim Relais $D_{1.2}$ den Strom

maßgebend beeinflußt, können sich verschiedene Stellungen bemerkbar machen.

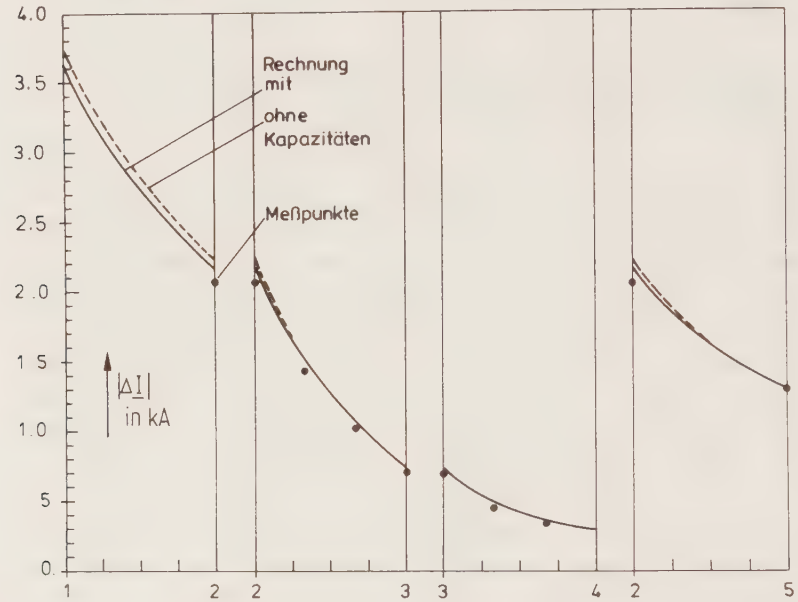


Bild 6.8: Gemessener Betrag von $\Delta\underline{I}$ (Relais $D_{1.2}$ im Netz D aus Bild 6.3)

An den Netzen, an denen Impedanzmessungen unter Verwendung des gesamten Kurzschlußstroms durchgeführt wurden, sollte nun auch die U/ΔI-Methode erprobt werden. Ein Beispiel dazu zeigt Bild 6.9. Es lagen die gleichen Rahmenbedingungen vor, wie bei Bild 6.7. Die Streuung der X-Werte ist hier bei den großen Werten wesentlich geringer als dort. Das ist auch leicht einzusehen, wenn man bedenkt, daß der berechnete Betrag von $I_{1.2}$ beim Kurzschluß an Sammelschiene 3 etwa 400 A beträgt, der Betrag des Betriebsstromes aber bis ca. 300 A steigen kann.

Wie auch bei Bild 6.7 wurden die Kurzschlußimpedanzen hier mit Berücksichtigung von konstanten mittleren Verbrauchern von 70% der Höchstlast und den Leitungskapazitäten ermittelt. Diese Impedanzen wurden in die Knotenpunktsadmittanzmatrix als Querzweige aufgenommen. Sie beeinflussen damit das $\Delta \underline{I}$, dem aber nach wie vor keine Betriebsströme überlagert werden. Der Vorteil ist, daß der Rechenwert dann nicht an einer Grenze des gemessenen Streubereichs liegt, sondern etwa in der Mitte. Ob die Leitungskapazitäten einen Einfluß haben, hängt von den Leitungslängen ab; in der Regel wird dies nicht der Fall sein.

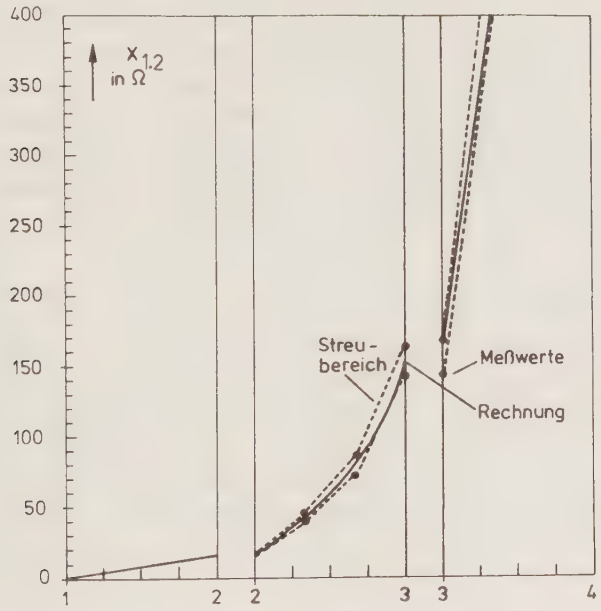
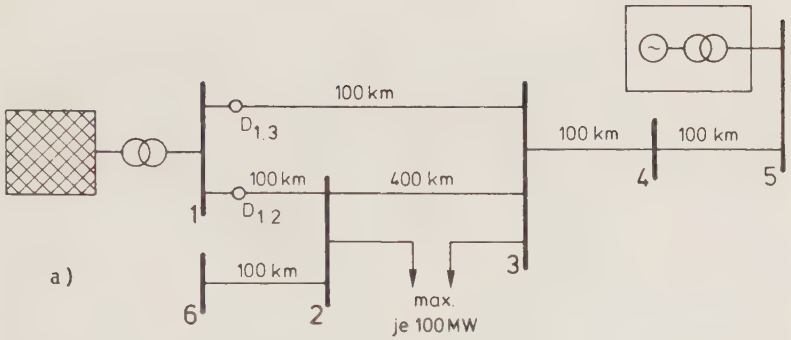


Bild 6.9: Von $D_{1.2}$ gemessene Reaktanzen X aus $\underline{U}/\Delta \underline{I}$ bei unterschiedlicher Belastung der Knoten 2 und 3. Sonstige Bedingungen wie Bild 6.7 .

Ein weiteres Beispiel zeigt Bild 6.10. Um noch ungünstigere Bedingungen zu erhalten, wurden längere Leitungen verwendet, sodaß das Netz oben im Bild entstand. Darunter sind dort unter b) die Streuung der X-Werte für $\underline{U}/\underline{I}$ und $\underline{U}/\Delta\underline{I}$ und unter c) die Streuung des gemessenen Impedanzwinkels aufgetragen. Man erkennt, daß in der Nähe des Knotens 2 die Reaktanz nach der Rechnung wieder kleiner wird. Es handelt sich um einen Brückenzweig ähnlich wie bei Bild 4.2 , dessen Abgleichbedingung hier aber nur ungefähr erreicht wird. Die Meßwerte sind typisch für alle durchgeführten Versuche. Während die Streuung bei großen Reaktanzen durch die Verwendung von $\underline{U}/\Delta\underline{I}$ wesentlich kleiner wird, kann sie sich bei kleinen Reaktanzen und Fehlerentfernungen etwas vergrößern. Entsprechend verhält es sich mit den Impedanzwinkeln. Eine Erklärung bietet Kapitel 5: Nach den Gleichungen (5.5) und (5.7) liefert $\underline{U}/\Delta\underline{I}$ für die Grundstufe eine Impedanz, die noch korrigiert werden muß. Für die gemessenen Werte gilt nach (5.7):

$$X_{meß} = \alpha\cdot(R_L\cdot b + X_L\cdot a) \quad \text{und} \quad R_{meß} = \alpha\cdot(R_L\cdot a - X_L\cdot b)$$

Dabei ist a normalerweise etwa gleich 1 und wesentlich größer als b. Wie man leicht erkennt, weicht wegen $X_L > R_L$ bei Freileitungen $R_{meß}$ bei gegebenem a und b stärker vom richtigen Wert $\alpha\cdot R_L$ ab, als dies bei X der Fall ist. Die starken Änderungen beim gemessenen Impedanzwinkel im Punkt 3, also am Ende der direkt zugeordneten Leitung werden dadurch verständlich.



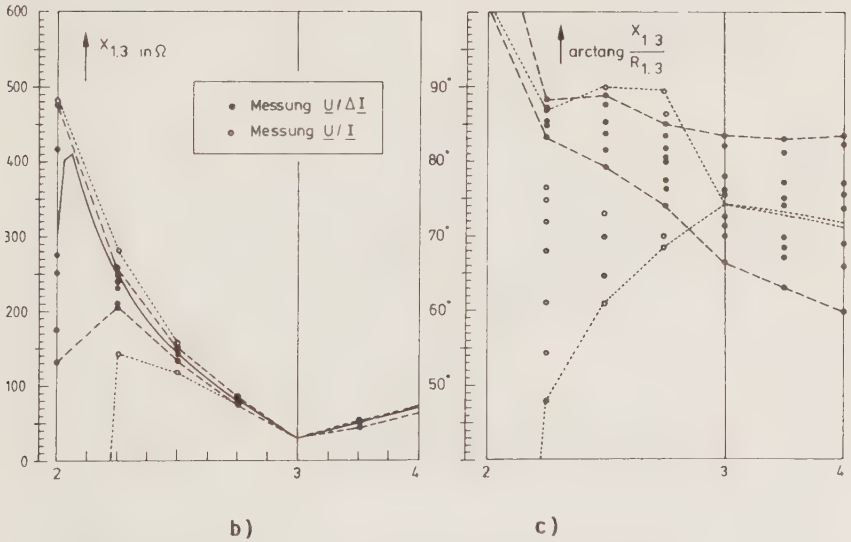


Bild 6.10: Gemessene Reaktanzen und Impedanzwinkel bei unterschiedlicher Belastung der Knoten 2 und 3, aufgetragen über dem Fehlerort in einem Netz mit langen Leitungen.
a) Netzstruktur b) Reaktanzen c) Impedanzwinkel

Eine andere Erklärung, die auch für die Reservestufen gültig ist, liefert eine Betrachtung der Spannungszeiger. Für die gemessene Impedanz wird nach Gleichung (5.2) die Spannung am Relaiseinbauort beim Kurzschluß verwendet. In der Rechnung dagegen erhält man diese Spannung nach Gleichung (5.1) als Summe von $\Delta\underline{U}$ am entsprechenden Knoten und der überall gleich angenommenen Betriebsspannung. Die wirkliche Betriebsspannung am Fehlerort vor dem Kurzschluß allerdings kann merklich von der am Relaisort abweichen. Da bei den Reservestufen in der Regel zwischen Relais und Fehlerort Zwischeneinspeisungen vorkommen,läßt sie sich auch nicht nachbilden. Die Verhältnisse bei einem relativ nahen Kurzschluß zeigt Bild 6.11.

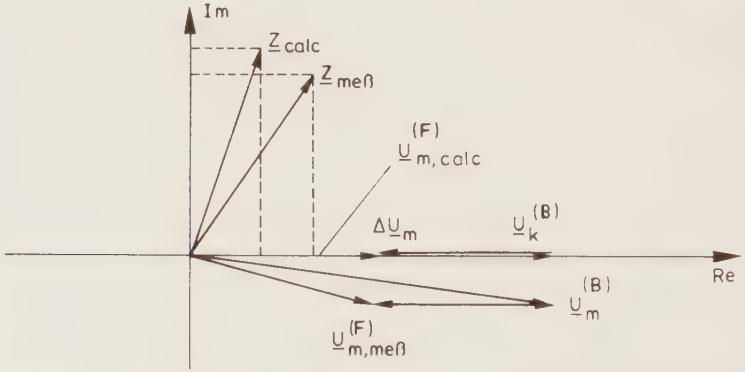


Bild 6.11: Berechnete und gemessene Spannungszeiger im Kurzschlußfall sowie resultierender Streubereich bei der Impedanzbestimmung.

$\underline{U}^{(B)}_k$ ist dort die Betriebsspannung am späteren Kurzschlußort, $\underline{U}^{(B)}_m$ die am Ort des Relais. Da in Hochspannungs-Freileitungsnetzen etwa gleiche Impedanzwinkel der Betriebsmittel vorliegen, hat die durch die Ersatzspannungsquelle verursachte Spannungsänderung $\Delta\underline{U}_m$ die gleiche Phasenlage wie $\underline{U}^{(B)}_k$.

Bildet man die berechnete und gemessene Kurzschlußspannung

$$\underline{U}_{m,calc}^{(F)} = \underline{U}_{k}^{(B)} + \Delta\underline{U}_{m} \qquad \underline{U}_{m,meß}^{(F)} = \underline{U}_{m}^{(B)} + \Delta\underline{U}_{m} \quad ,$$

so erkennt man, daß bei großem $\Delta\underline{U}$ die Winkeldifferenz zwischen beiden beträchtlich größer werden kann, als zwischen den Spannungszeigern selbst. Diese Drehung des Zeigers $\underline{U}_{m}^{(F)}$ wirkt sich, wie im Bild 6.11 angedeutet, hauptsächlich beim Realteil von $\underline{Z}$ aus.

Wenn bei den Messungen zu Bild 6.10 die vom Generator in 5 gelieferte Leistung etwa der an Sammelschiene 3 abgenommenen entsprach, durch $D_{1.3}$ also wenig Betriebsstrom floß und somit geringe Spannungsunterschiede auftraten, stimmten auch tatsächlich die berechneten und mit $\underline{U}/\Delta\underline{I}$ gemessenen Impedanzwinkel bis auf wenige Grad überein. Die berechneten Winkel sind im Diagramm aus Gründen der besseren Übersichtlichkeit nicht eingezeichnet, sie liegen ungefähr in der Mitte des jeweiligen Streubereiches.

Bei einem Reserveschutzkonzept nach Abschnitt 3.2.4, bei dem der Reserveschutz nahe am Kurzschlußort liegt, treten zwischen der späteren Fehlerstelle und dem Relaiseinbauort im Betrieb nur kleine Spannungsunterschiede auf. Zieht man noch die üblichen Leitungslängen in Betracht, die im deutschen Verbundnetz selbst bei 380kV meist unter 100 km betragen, dann dürften wohl die in Bild 6.10 ermittelten Streuungen des Impedanzwinkels kaum erreicht werden.

Die Ergebnisse bei einem Netz mit kürzeren Leitungen zeigt Bild 6.12. Die Netzstruktur ist die gleiche wie in Bild 6.10, allerdings sind nun alle Leitungen 50 km lang und das Kraftwerk speist an Sammelschiene 6. Es wird wieder die gelieferte Kraftwerksleistung, sowie die Verbraucherabnahme an den Sammelschienen 2 und 3 verändert. Die sich ergebende

Streuung ist hier auch beim Impedanzwinkel recht gering. Die größte Abweichung tritt an Sammelschiene 2 auf und beträgt $-6{,}7^{\circ}$, bzw. -8,5% bezogen auf den Rechenwert.

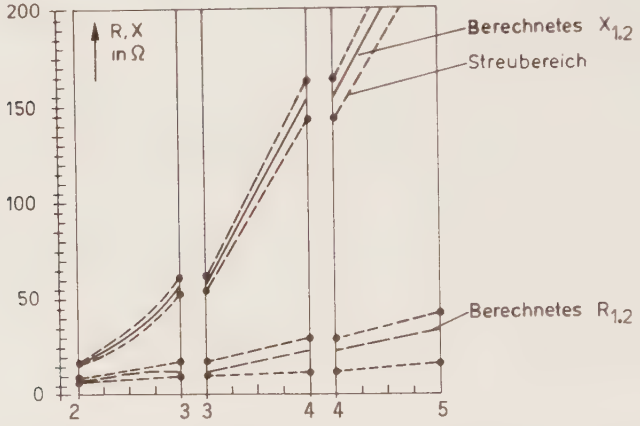


Bild 6.12: Berechnete und gemessene Reaktanzen und Resistanzen bei unterschiedlicher Belastung der Knoten 2 und 3 aufgetragen über dem Fehlerort in einem Netz mit kurzen Leitungen (50km, sonst wie Bild 6.10a)

6.5 Ausschluß nicht verwendbarer Werte

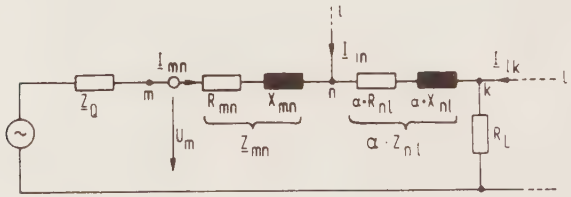
Anhand der Meßergebnisse erkennt man,daß eine gute Übereinstimmung zwischen einer möglichst einfachen Kurzschlußimpedanzberechnung und den gemessenen Werten nicht in allen Bereichen gegeben ist. Es wird auch unmittelbar verständlich, daß in Fällen mit starken Zwischeneinspeisungen, bei denen der Kurzschlußstrom in der Größenordnung des Betriebsstroms oder darunter liegt, eine weitgehende Vernachlässigung der Verbraucher zu großen Fehlern führen muß. Um den Kurzschlußort nicht falsch zu bestimmen, dürfen solche Meßwerte nicht zur Fehlerortsermittlung verwendet werden. Dazu muß man man sie zunächst erkennen. Dies kann insbesondere durch die Stromwerte geschehen. Wenn nur ein kleiner Kurzschlußstrom in der Größenordnung des größten Betriebsstroms fließt, läßt sich auch mit der $\underline{U}/\Delta\underline{I}$ - Methode die Abhängigkeit der Meßimpedanz von den Verbrauchern im allgemeinen nicht beseitigen. Da der Kurzschlußstrom - Zeiger $\Delta\underline{I}$ aber mit digitalen Distanz-Algorithmen häufig gar nicht bestimmt wird, vor allem bei den sonst sehr günstigen Algorithmen, die die Differentialgleichung auswerten, sollen ungültige Werte aus den Impedanzen festgestellt werden. Eine zusätzliche Berechnung des Kurzschlußstroms ist gut geeignet, um kritische Fälle aufzudecken.

Als einfache Ausschlußkriterien bieten sich an:

- die Überschreitung eines Maximalwertes beim Betrag der gemessenen Impedanz,
- die Überschreitung einer größten Abweichung vom berechneten Impedanzwinkel.

Dabei ist die Überschreitung des Impedanzbetrages das wesentliche Merkmal; die Winkelüberprüfung soll zusätzlich

sicherstellen, daß keine Meßwerte verwendet werden, bei denen ein hoher Übergangswiderstand vorliegt. Selbst wenn nur der X-Wert zur Bestimmung der Fehlerstelle benutzt werden soll, können dadurch erhebliche Abweichungen auftreten, wie Bild 6.13 und Kapitel 5 zeigen. Die erlaubte Winkelabweichung darf nicht allzu klein gewählt werden, da der gemessene Winkel, wie der Abschnitt 6.4 zeigte, auch im Normalfall deutlich streut. Die in Bild 6.10 gezeigten Werte sind allerdings wie erwähnt nicht zu erwarten, wenn die Reserveschutzfunktionen nach Abschnitt 3.2.4 mit in der Station erfolgen, sodaß die Grenzen für die maximale Winkelabweichung vom berechneten Wert etwa bei $\pm$20% festgelegt werden können.



$$X_{mn,meß} = X_{mn} + \alpha \cdot X_{nl} \cdot \left(1 + \frac{\underline{I}_{in}}{\underline{I}_{mn}}\right) + R_L \cdot \mathrm{Im}\left\{1 + \frac{\underline{I}_{in} + \underline{I}_{lk}}{\underline{I}_{mn}}\right\}$$

Bild 6.13: Mögliche Verfälschung der Reaktanz durch den Lichtbogenwiderstand

Die Wahl des maximalen Impedanzbetrages hängt wesentlich vom vorliegenden Netz und der Spannungsebene ab. Bei den untersuchten Modellnetzen lag die Grenze mit Abweichungen bis $\pm$20% etwa bei einem Impedanzbetrag von 200 Ω. Die darüber hinaus auftretenden stärkeren Abweichungen waren vor allem bedingt durch zwei Verbrauchergruppen mit jeweils etwa 700 Ω, also 70 MVA. Das läßt gewisse grobe Abschätzungen über die Größenordnung der zulässigen Impedanzhöchstwerte zu. Um genauere Aussagen zu ermöglichen, kann man die Impedanzberechnungen einmal mit und einmal ohne Verbraucher

durchführen. Erhält man dabei beim gleichen Kurzschlußort erhebliche Unterschiede über etwa $\pm$10%, so ist die Grenze für eine mögliche Kurzschlußortsbestimmung überschritten. Bei den durchgeführten Messungen am Netzmodell ergab sich eine gute Übereinstimmung mit der Rechnung, wenn dort die tatsächlichen Verbraucher berücksichtigt wurden. Bei den Brückenzweigen muß man zwar in der Nähe der Abgleichstelle Abstriche an der Genauigkeit machen, dort trat aber erwartungsgemäß immer auch eine starke Veränderung mit den Verbrauchern auf und wurde größenordnungsmäßig in der Rechnung richtig wiedergegeben, sodaß Fälle mit übermäßiger Streuung auf diese Weise erkannt werden können. Die so erhaltene Obergrenze für verwendbare Impedanzen kann für jeden Abzweig getrennt festgelegt werden. Zusätzlich wird vorgeschlagen, den Meßimpedanzen keine Fehlerzonen zuzuordnen, wenn sie größer sind als die etwa 6 bis 8 - fache Summe der Leitungsimpedanzen bis zum Ende der jeweiligen Leitung. Damit sollen weitere Fehlermöglichkeiten ausgeschlossen werden, wie z.B. durch die Spannungsunterschiede. Die Messungen zeigten nämlich, daß auch mit gleichbleibenden Verbrauchern merkliche Änderungen der Impedanz je nach Höhe der eingestellten Generatorleistung und damit des Betriebsstroms auftreten können, wenn aufgrund starker Zwischeneinspeisung kleine Teilkurzschlußströme durch das betrachtete Relais fließen.

6.5 Zusammenfassung der Meßergebnisse

Die ausgeführten Messungen am Drehstrom-Netzmodell zeigten zunächst, daß für die Reservestufen die Bestimmung von R und X aus Strom und Spannung der Fehlerschleife sehr genau erfolgen kann, da einige Zeit zur Verfügung steht, um die transienten Vorgänge merklich abklingen zu lassen und z.B. durch Mittelwertbildung die Rechnung zu verbessern. Beide verwendeten Algorithmen nach Anhang A3 und A4, die auf verschiedenen Prinzipien beruhen (Auswertung der Differentialgleichung und Ermittlung der 50Hz-Komponenten durch Fourieranalyse), brachten sehr gute Ergebnisse.

Die durch den Lastfluß verursachte Streuung der gemessenen Reaktanzen, welche zur Fehlerortsbestimmung herangezogen werden, bleibt bei der Verwendung von $\underline{U}/\Delta\underline{I}$ gegenüber $\underline{U}/\underline{I}$ in wesentlich geringeren Grenzen. Die unter relativ ungünstigen Bedingungen in den dargestellten 220kV-Netzen gemessene Streuung von weniger als $\pm$ 20% bei Impedanzbeträgen bis 200Ω zeigt die Durchführbarkeit der in Abschnitt 3.2.4 dargestellten Möglichkeiten.

Dies bestätigte sich auch in den Versuchen, bei denen ein Fehlerort durch den Rechner erkannt werden sollte. Lagen an beiden Meßstellen verwendbare Impedanzwerte vor, so lieferte die Überlappung der möglichen Fehlerzonen auch die richtige Fehlerstelle.

7. Überprüfung der Anwendbarkeit der Fehlerortserkennung an einem realen 110kV-Netz

Die Struktur des untersuchten Netzes zeigt Bild 7.1 . Es enthält 26 Sammelschienen und 35 Freileitungen. An den Sammelschienen 1, 12, 17 und 25 speisen Kraftwerke ein, an 1, 12 und 17 ist dazu das 220kV-Verbundnetz angeschlossen.

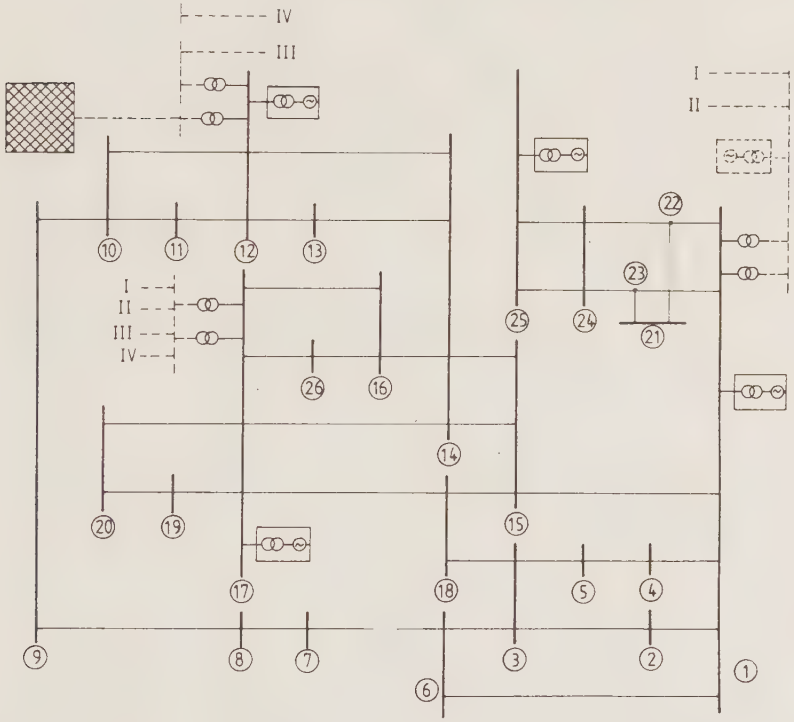


Bild 7.1: Das untersuchte 110kV Netz mit untersuchten Netzknoten ③, ⑩, ⑰ .

Die durchgeführten Kurzschlußimpedanzberechnungen sollten zeigen, ob sich für die Distanzschutzrelais Meßwerte erge-

ben, die eine Fehlerortserkennung nach Abschnitt 3.2.3 ermöglichen. Als Kriterium dafür wird verlangt:

- daß die Meßimpedanzen nach den Bedingungen von Abschnitt 6.4 zur Fehlerortserkennung verwendet werden können,
- daß sich keine Überlappungszonen gleichzeitig auf mehreren Leitungen ergeben.

Die Obergrenze der verwendbaren Meßimpedanzen ist nach Abschnitt 6.5 auf einer Leitung erreicht, wenn entweder die Rechnung mit bzw. ohne Verbrauchern Unterschiede von mehr als 10% bei den Impedanzen ergibt, oder wenn der Meßwert die sechsfache Leitungsimpedanz übersteigt. Die in der Rechnung angenommenen Verbraucherleistungen stellen Höchstwerte entsprechend den vorhandenen Transformatorleistungen dar. Anders als bei den Messungen am Netzmodell im Kapitel 6 mit relativ großen Leitungslängen ist in diesem 110kV-Netz eine Berücksichtigung der Leitungskapazitäten unnötig und praktisch ohne Auswirkung auf das Ergebnis.

Es werden drei Fälle vorgestellt, bei denen aus den Meßwerten der Distanzschutzrelais einer Sammelschiene der Fehlerort bestimmt und der Ausfall eines dieser Relais erkannt werden soll. Da nur die Mitsystemdaten bekannt waren, wurden nur dreipolige Kurzschlüsse untersucht. Bild 7.2 zeigt das erste Beispiel.

Aufgetragen sind die für die Relais der Sammelschiene 3 berechneten Reaktanzen ohne Berücksichtigung der Verbraucher. Die Werte mit Verbrauchern weichen nur sehr wenig davon ab. Auch die Bedingung, daß die gemessenen Impedanzen nicht größer sein sollen, als sechsmal die jeweilige Leitungsimpedanz, wird von den Rechenwerten erfüllt. Damit wären die Meßwerte zur Fehlerortserkennung verwendbar. Zudem kann man leicht aus den Impedanzverläufen erkennen, daß bei Ausfall eines beliebigen Relais die Reaktanzen der übrigen drei

keine Mehrdeutigkeiten bei der Bestimmung der Überlappungszone entsprechend Abschnitt 3.2.4 zulassen. So ist der Ausfall eines Relais an den übrigen drei Meßwerten erkennbar und auch der Kurzschlußort läßt sich damit bestimmen.

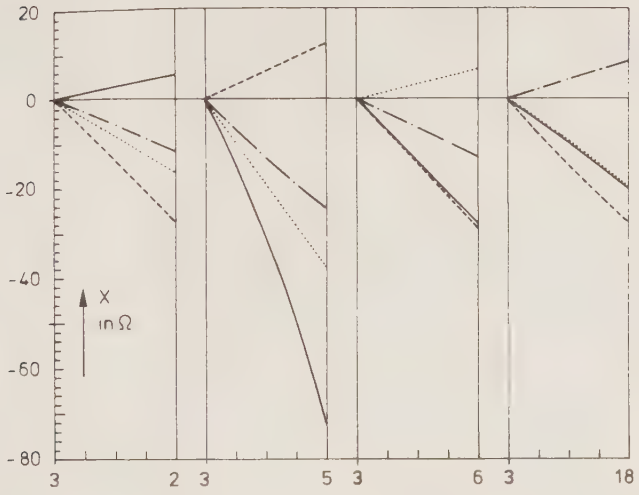


Bild 7.2: Von den Relais der Sammelschiene 3 gemessene Reaktanzen über den jeweiligen Leitungen.

——— Relais $D_{3.2}$ ------- Relais $D_{3.5}$

..... Relais $D_{3.6}$ —·—·— Relais $D_{3.18}$

Ein anderes Beispiel zeigt das Bild 7.3 . Dort sind die berechneten Reaktanzen der Relais an Sammelschiene 10 dargestellt. Bei den Leitungen $L_{10.9}$ und $L_{10.11}$ ergibt sich Ähnliches, wie auch im ersten Beispiel. Bei Rechnung mit Verbrauchern erhält man nur sehr kleine Abweichungen, die Höchstwerte werden nicht überschritten, und die Leitungen können mit je zwei Meßwerten identifiziert werden. Bemerkenswert ist die Leitung $L_{10.12}$. Der Meßwert von Relais

$D_{10.9}$ zeigt hier einen eigenartigen Bogen. Dies wird verständlich, wenn man die Netzstruktur betrachtet. Die starke Zwischeneinspeisung durch Leitung $L_{10.11}$ läßt den Meßwert zunächst kräftig ansteigen. Mit dem Näherrücken des Kurzschlußortes an Sammelschiene 12 bricht dort die Spannung zusammen, wodurch die Zwischeneinspeisung zurückgeht. Damit wird die von Relais $D_{10.9}$ gemessene Impedanz wieder kleiner.

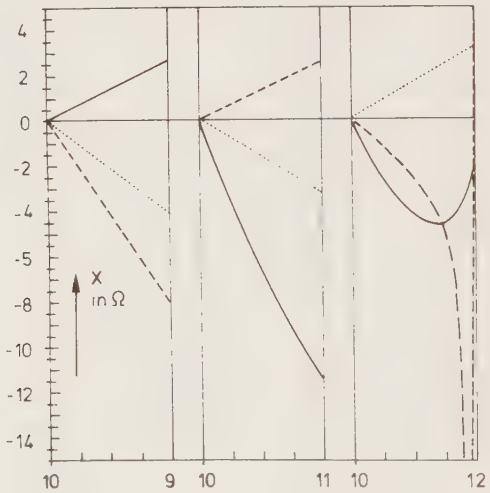


Bild 7.3: Von den Relais der Sammelschiene 10 gemessene Reaktanzen über den jeweiligen Leitungen.
——— Relais $D_{10.9}$ ------- Relais $D_{10.11}$
····· Relais $D_{10.12}$

Weiterhin fällt auf, daß der Meßwert von $D_{10.11}$ auf $L_{10.12}$ kurz vor Sammelschiene 12 das Brückenzweigverhalten nach Bild 4.2 zeigt, also sehr große Werte annimmt und dann das Vorzeichen wechselt. Auch das ist aus der Netzstruktur erklärbar. Der Kurzschluß wird über $L_{10.11}$ zuerst von Sammelschiene 12

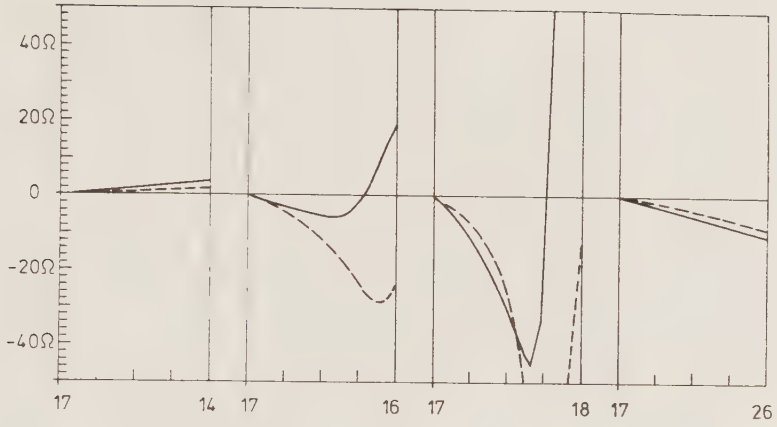
gespeist. Erst wenn er kurz vor ihr liegt, kehrt sich die Stromrichtung um, da der Strom durch $D_{10.11}$ nun über $L_{10.9}$ von 1 fließt. Übersteigt auf Leitung $L_{10.12}$ der Betrag der Meßimpedanz von $D_{10.11}$ den Wert von 10 Ω, so unterscheidet sich ab dieser Grenze der berechnete Impedanz-Betrag bei Rechnung ohne Verbrauchern um mehr als 10% gegenüber einer Rechnung mit Verbrauchern. Diese Meßwerte von $D_{10.11}$ sind also nicht verwendbar. Sie ergeben sich nur auf etwa 12% der Leitungslänge von $L_{10.12}$. Bis dahin ist eine Fehlerortserkennung möglich.

Das letzte Bild 7.4 zeigt einen problematischen Fall, wie er gerade bei Sammelschienen mit starker Kraftwerkseinspeisung oder bei zweiseitig gespeisten Doppelleitungen auftreten kann. Aufgetragen sind die berechneten R- und X-Werte von vier Relais der Sammelschiene 17 . Der Wert für R wurde mit aufgetragen, um das Übergangsverhalten der Impedanzen bei den hier häufig auftretenden Vorzeichenwechseln zu zeigen. Die Erklärung für das Brückenzweigverhalten ist die gleiche, wie bei Bild 7.3 . Bei Kurzschlüssen in einiger Entfernung von Sammelschiene 17 wird der Fehler meist beidseitig von Sammelschiene 17 mit gespeist, d.h. die fehlerfreien Abzweige messen im allgemeinen positive Impedanzen. Erst dann, wenn die Spannung der Sammelschiene bei näherliegenden Fehlern kleiner wird, kehrt sich die Stromrichtung in den nicht betroffenen Abzweigen um. Die bei Kurzschlüssen in den Umschlagbereichen gemessenen großen Impedanzwerte lassen die Fehlerortserkennung auf einigen Leitungsabschnitten nicht zu. In der nachstehenden Tabelle sind mit B die aus Bild 7.4 ersichtlichen Brückenzweige gekennzeichnet, mit r die redundanten Messungen. Bei Zweigen mit mindestens zwei redundanten Messungen ist eine Fehlerortserkennung möglich, wobei zu berücksichtigen ist, daß die Brückenzweige außerhalb der Umschlagbereiche auch noch gültige Meßwerte liefern .

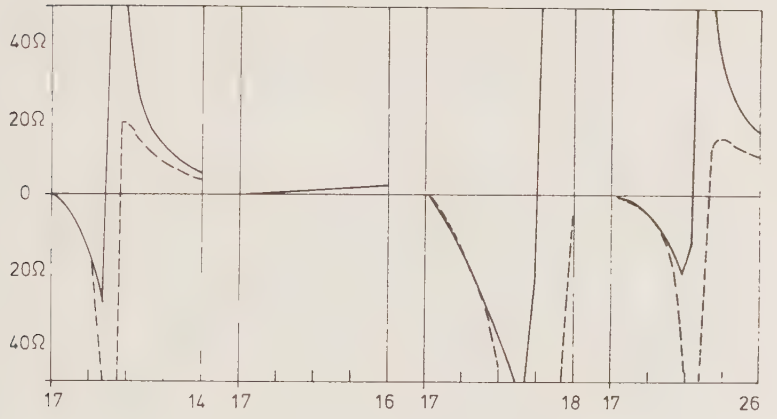
Kurzschluß auf Leitung		Relais 17.14	17.16	17.18	17.26
Zweige	17.14	•	B	B	B
	17.16	r	•	r	B
	17.18	B	B	•	B
	17.26	r	B	r	•

Tabelle 7.1 : Brückenzweige B und verwendbare redundante Messungen r bei Bild 7.4 .

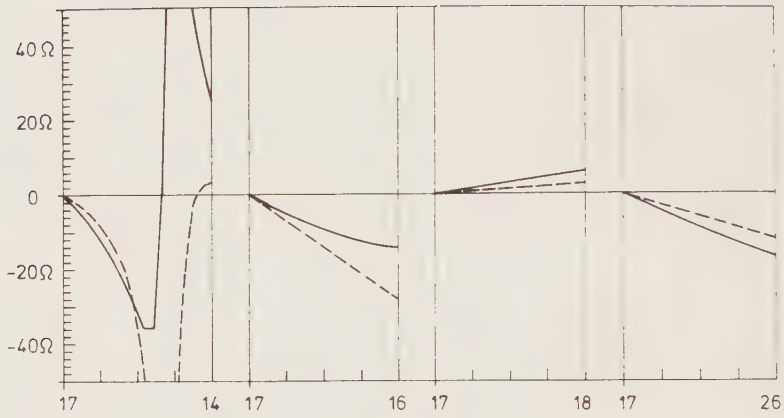
Die zwei restlichen Relais der Sammelschiene sind hier nicht berücksichtigt, da durch sie bei den behandelten Kurzschlüssen kein Strom fließen kann. Die Meßwerte dieser beiden Relais bieten aber jeweils füreinander Ersatz bei Fehlern auf den Leitungen $L_{17.19}$ und $L_{17.20}$, wie man leicht aus dem Netzplan erkennt. Hier kann also das beschriebene Reserveschutzkonzept genutzt werden. Insgesamt ist bei dem behandelten Netz eine recht gute Anwendbarkeit gegeben. Schwierigkeiten können bei Sammelschienen mit großer Kurzschlußleistung durch das Auftreten von sogenannten Brückenzweigen entstehen, die nur auf Leitungsabschnitten die Zuordnung von möglichen Fehlerzonen zulassen.



Relais $D_{17.14}$; ------ R ; ——— X



Relais $D_{17.16}$; ----- R ; ——— X



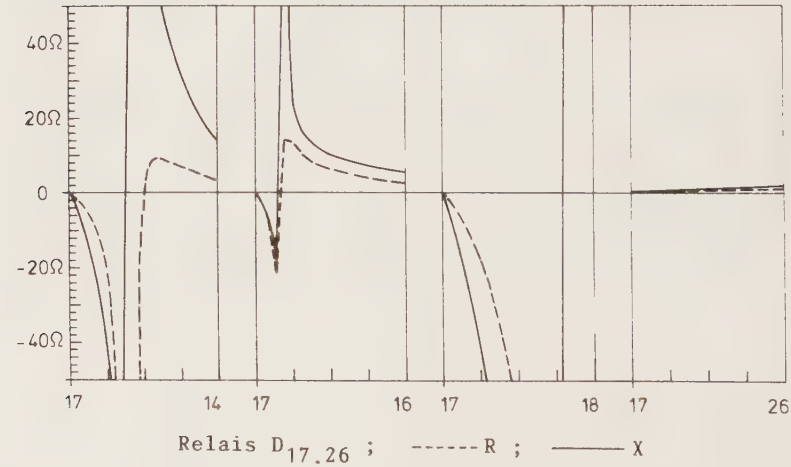


Bild 7.4: Von den Relais der Sammelschiene 17 gemessene Reaktanzen über den jeweiligen Leitungen.

8. Zusammenfassung

Ein bedeutender Vorteil des Distanzschutzes besteht darin, daß er gleichzeitig Grund- und Reserveschutzfunktionen ermöglicht. In den Reservestufen ergeben sich allerdings besonders bei vermaschten Netzen häufig Fälle, bei denen durch sogenannte Zwischeneinspeisungen sowie durch Leitungsverzweigungen mit ungleichen Leitungslängen die Staffelung der Distanzschutzeinheiten erschwert wird. Da für den Leitungsschutz allgemein der Grundsatz "Selektivität vor Schnelligkeit" gilt, versucht man bei der herkömmlichen Staffelung Fehlauslösungen durch die Reservestufen zu verhindern, indem man zu kurzen Einstellungen greift. Das heißt, Zwischeneinspeisungen werden nicht oder nur im ungünstigsten Fall berücksichtigt und bei Leitungsverzweigungen wird die kürzeste Leitung zugrundegelegt. Wie sich anhand von Beispielen zeigen läßt, kann dadurch aber die Auslösezeit leicht bis zu den impedanzunabhängigen Endstufen verlängert werden, die in vermaschten Netzen nicht mehr sicher selektiv wirken.

Neue Distanzschutzgeräte auf Mikroprozessorbasis werden vieler Vorteile wegen mit der Netzleittechnik über Datenkanäle verbunden sein. Dadurch wird ein Informationsfluß innerhalb der Station sowie zwischen Station und Netzleitstelle möglich. Dies läßt neue Konzepte für die Reserveschutzfunktionen zu, welche auf einem Zusammenwirken zwischen Netzleitrechner, Stationsrechner und dem Distanzschutz beruhen. Der Grundgedanke ist, daß vom Stationsrechner mögliche Fehlerzonen bestimmt werden durch Vergleich aller in der Station gemessenen Kurzschlußreaktanzen mit Rechenwerten, die dem jeweiligen Netzzustand entsprechen. Die Berechnung der Reaktanzen erfolgt im Netzleitrechner, dem der Netzschaltungszustand bekannt ist, und zwar gleich

nach Schaltungsänderungen, d.h. während des normalen Betriebs. Der Stationsrechner speichert die Werte ab. Zum Kurzschlußzeitpunkt ist dann nur eine Datenübertragung innerhalb der Station notwendig. Die Schnittmenge aller möglichen Fehlerzonen muß den wahren Fehlerort enthalten.

Von großem Vorteil ist es, wenn Grund- und Reserveschutz in der gleichen Station ausgeführt werden. Mit dem beschriebenen Schutzkonzept ist dies ohne zusätzliche Schutzeinrichtungen möglich. Bei Relaisversagern bleibt dann die volle Selektivität erhalten, während beim herkömmlichen Distanzschutz nur von einer bestmöglichen Selektivität gesprochen werden kann, da von den Reservestufen immer mehr als nur die betroffene Leitung abgeschaltet wird.

Dem neuen Reserveschutz müssen die herkömmlichen Reservestufen des Distanzschutzes unterlagert sein, um z.B. bei gestörten Übertragungskanälen die Schutzaufgaben übernehmen zu können. Hier läßt sich durch die beliebig vorgebbaren Auslöseflächen des digitalen Schutzes eine Vor- und Rückwärtsstaffelung der zweiten Stufe zusätzlich zur bereits bekannten Rückwärtsstaffelung der dritten Stufe nutzen, um die Eigenschaften zu verbessern.

Für die im Netzleitrechner durchzuführende Vorausberechnung der Kurzschlußimpedanzen kann ein der Kurzschlußstromberechnung nach VDE 0102 ähnliches Verfahren Anwendung finden. Am Kurzschlußort wird eine Ersatzspannungsquelle zugeschaltet, Betriebsströme werden nicht überlagert. Eine Berücksichtigung von festen Lastmittelwerten bei der Aufstellung der Knotenpunktsadmittanzmatrix ist hingegen empfehlenswert,um den Rechenwert in die Mitte der vor allem durch die Verbraucher bedingten Streuzone der Meßwerte zu legen. Leitungskapazitäten haben bei sehr großen Leitungslängen (z.B. am Netzmodell bis zu 400km) einen Einfluß auf die be-

rechnete Impedanz, können aber sonst vernachlässigt werden.

An einem 220kV-Netzmodell durchgeführte Messungen zeigten, daß digitale Distanzalgorithmen sehr genaue Werte für R und X aus den abgetasteten Signalverläufen von u und i liefern, wenn die transienten Vorgänge abgeklungen sind. Dies kann man für den Reserveschutz näherungsweise voraussetzen. Die Übereinstimmung der Messung mit den Ergebnissen der vereinfachten Rechnung läßt sich durch die Verwendung von $\underline{U}/\Delta\underline{I}$ anstelle von $\underline{U}/\underline{I}$ bei der Imbedanzbestimmung wesentlich verbessern. Die Abweichungen betrugen weniger als $\pm$20% in den Fällen, in denen Kurzschlußströme vom mindestens zweifachen Wert des größten Betriebsstroms flossen. Sogenannte Brückenzweige mit verschwindenden Kurzschlußströmen bei bestimmten Fehlerstellen ergaben z.T. weit größere Abweichungen. Solche Meßwerte können durch geeignete Ausschlußkriterien erkannt werden; sie sind zur Fehlerortserkennung ungeeignet.

Die Verwendung von $\underline{U}/\Delta\underline{I}$ kann in Freileitungsnetzen auch für die Grundstufe Verbesserungen bringen. Dies gilt besonders dann,wenn große Übergangswiderstände bei Fehlern auftreten. Auch bei einer Distanzbestimmung aus dem gemessenen X-Wert können dadurch beträchtliche Fehler entstehen. Durch einige Beispiele werden die Vorteile zweier Verfahren gezeigt. Voraussetzung ist bei dem ersten,daß bei allen Betriebsmitteln des Netzes etwa gleiche Impedanzwinkel vorliegen. Das ist bei Freileitungsnetzen meist der Fall. Das zweite, ein darauf aufbauendes Iterationsverfahren, kann noch deutlich bessere Ergebnisse liefern. Es benötigt allerdings Information über die Kurzschlußstromaufteilung auf die beiden Seiten der Leitung. Besonders eine mögliche Phasenverschiebung zwischen den beiden Stromanteilen kann das Ergebnis verfälschen, wenn sie nicht hinreichend genau bekannt ist. Das zweite Verfahren erfordert daher vorausgehende Berechnungen

zur Ermittlung der Stromaufteilung nach dem vorliegenden Netzschaltungszustand und ist deshalb weniger für Schutzzwecke, als für eine genaue Fehlerortung geeignet.

Im letzten Abschnitt wird rechnerisch die Anwendbarkeit des neuen Reserveschutzkonzepts bei einem stark vermaschten 110kV-Netz überprüft. Im Vergleich zu den untersuchten Modellnetzen sind hier die Leitungslängen beträchtlich geringer. Leitungskapazitäten spielen keine Rolle. Führt man die Berechnung der Kurzschlußimpedanzen mit und ohne Berücksichtigung von Verbrauchern durch und wendet die Ausschlußkriterien für zur Fehlerortserkennung nicht zu verwendende Meßwerte an, so lassen sich die beschriebenen neuen Methoden in der Regel gut durchführen. Lediglich in der Umgebung von Sammelschienen mit großer Kurzschlußleistung treten häufige Brückenzweigbedingungen auf, die die Festlegung des Fehlerortes behindern.

9. Ausblick

Bei den am Netzmodell durchgeführten Versuchen konnten natürlich nicht alle in der Realität auftretenden Erscheinungen nachgebildet werden, die die Messung der Impedanz beeinflussen können. So sind z.B. am Netzmodell keine Kopplungen im Nullsystem darstellbar, die zwischen Leitungssystemen auf dem gleichen Mast auftreten. Auch sind wirkliche Leitungen häufig nicht, oder nur unvollständig verdrillt, wodurch sich ungleiche Reaktanzen der einzelnen Leiter ergeben. Die Auswirkungen solcher Einflüsse können letztlich nur im realen Netz festgestellt werden.

Digitale Schutzsysteme werden derzeit entwickelt und für die Fertigung vorbereitet; erste Komponenten liegen bereits als Muster vor. Sind erst einmal einige solcher Distanzschutzeinheiten im Netz eingesetzt, werden ohne aufwendige und kostspielige Netzversuche Aussagen über diese offenen Punkte und damit über die zur Fehlerortsbestimmung notwendige Ungenauigkeitsmarge möglich. Im digitalen Distanzschutz sind zusätzliche Informationen zur Fehlerortung im Prinzip bereits enthalten. Da sie einen wesentlichen Vorteil der neuen Technik ausmachen, kann davon ausgegangen werden, daß man sie auch im Distanzschutzprogramm realisieren und nutzen wird. Damit lassen sich die bei Kurzschlüssen ohnehin anfallenden Daten mit den Ergebnissen einer Kurzschlußimpedanzberechnung vergleichen und zur Bestimmung des Kurzschlußortes auswerten. Der Distanzschutz muß hierzu die gemessenen Impedanzwerte nach jeder Anregung speichern, also nicht bloß dann, wenn er auch ein Aus-Kommando absetzt.

8. Literatur

/1/ H. Clemens, K. Rothe:
Relaisschutz in Elektroenergiesystemen.
VEB Verlag Technik, Berlin (1982)

/2/ L. Müller:
Selektivschutz elektrischer Anlagen.
VWEW Frankfurt/Main (1971)

/3/ H.Neugebauer:
Selektivschutz.
Springer-Verlag, Berlin,Göttingen,Heidelberg,
2. Auflage (1958)

/4/ H. Titze:
Fehler und Fehlerschutz in elektrischen Drehstromanlagen.
Band I : Die Fehler und ihre Berechnung
Band II : Der Fehlerschutz
Springer-Verlag, Wien (1953)

/5/ H. Edelmann:
Berechnung elektrischer Verbundnetze.
Springer-Verlag, Berlin,Göttingen,Heidelberg (1963)

/6/ F. Schultheiß, K.-D. Weßnigk:
Berechnung elektrischer,Energieversorgungsnetze.
Band I : Mathematische Grundlagen und Netzparameter
VEB Verlag, Leipzig (1973)
Band II : Übertragungsberechnung
VEB Verlag, Leipzig (1971)

/7/ G. Hosemann, W.Boeck:
Grundlagen der elektrischen Energietechnik.
Springer-Verlag, Berlin,Heidelberg,New York,
2. Auflage (1983)

/8/ Happoldt, Oeding:
Elektrische Kraftwerke und Netze.
Springer-Verlag, Berlin,Heidelberg,New York
5. Auflage (1978)

/9/ T. T. Cayli:
Verbeserte Einstellung der-Distanzschutzelais in vermaschten Netzen.
Dissertation am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung der Universität Erlangen (1979)

/10/ G. Funk:
Der Kurzschluß im Drehstromnetz.
R. Oldenbourg Verlag, München (1962)

/11/ R. Roeper:
Kurzschlußströme in Drehstromnetzen.
Siemens AG, Berlin/ München, 5. Auflage (1970)

/12/ G. Funk:
Kurzschlußstromberechnung.
Fachbuch-Sonderausgabe der AEG-Telefunken für Studierende
Elitera-Verlag, Berlin (1974)

/13/ VDE 0102, Teil 1/11.71
Leitsätze für die Berechnung der Kurzschlußströme.
Teil 1: Drehstromanlagen mit Nennspannungen über 1kV

/14/ H. Langrehr:
Rechnungsgrößen für Hochspannungsanlagen.
AEG-Telefunken, Berlin (1968)

/15/ H. Edelmann:
Direkte Verfahren der Netzanalyse mit spärlichen Matrizen
Nachrichtentechnische Zeitschrift (1974), H.3, S. 105-111

/16/ G. Hosemann:
Einige Eigenschaften der Admittanz- und Impedanzmatrizen elektrischer Energieversorgungsnetze.
etz-a (1965), H.16, S.521-525

/17/ L. Müller
Vorlesungsskript "Elektrizitätswirtschaft"
Ausgabe April 1982

/18/ H.W. Schüssler
Digitale Systeme zur Signalverarbeitung
Springer-Verlag, Berlin (1973)

/19/ S.D. Stearns
Digitale Verarbeitung analoger Signale
Oldenbourg Verlag, München (1979)

/20/ E. Hölzler, H. Holzwarth:
Pulstechnik.
Springer-Verlag, Berlin,Heidelberg,New York (1975)

/21/ G. Kratz, W. Schumacher:
Signalprozessor optimal an Mikroprozessor angekoppelt.
Elektronik (1984), H. 6, S. 63

/22/ Digitale Signalverarbeitung.
(Sonderheft der Zeitschrift "Elektronik")
Franzis Verlag, München (1984)

/23/ Mikroelektronik in der Energietechnik.
(ETG-Fachbericht)
VDE-Verlag, Berlin, Offenbach (1984)

/24/ W. Heid, R.Speh:
Digitaler Netzschutz in Mittelspannungsnetzen.
Elektrizitätswirtschaft 83 (1984), Heft 6, S. 279-284

/25/ G. Kratz; J. Reupke:
Ein neues Verfahren für den digitalen Leitungsschutz in Hochspannungsnetzen.
etz-Archiv Bd.6 (1984), H.8, S. 279-285

/26/ D. Oeding, R. Speh:
Integrierte Schaltanlagen-Leittechnik.
Elektrizitätswirtschaft Jg. 83 (1984), Heft 16, S. 726-730

/27/ H. Rijanto:
Weiterentwicklung der Schutz- und Schaltanlagen-Automatisierungstechnik mit Mikrorechnern.
ETG-Fachbericht "Selektivschutz"
VDE-Verlag, Berlin, Offenbach, 1983

/28/ D. Oeding, R. Speh:
Mikroprozessoren im Netzschutz.
etz Bd. 104 (1983), Heft 15, S. 767-768

/29/ D.Oeding, R. Speh:
Test eines "Digitalen Distanzschutzrelais" im 20-kV-Netz.
etz-Archiv Band 5 (1983), H. 5, S.171-173

/30/ A.L. St.-Jaques, G. Santerre:
A multiprocessor-based distance relay:
Design features and test results.
IEEE Trans. PAS, vol. 102 (1983), no. 12, S. 3842-3848

/31/ A. Wiszniewski:
Accurate fault impedance locating algorithm
IEEE Trans. PAS, vol. 103 (1983), no. 6, S.311-314

/32/ B. Jeyasurya:
Identifikation of a best algorithm for digital distance. protection of transmission lines
IEEE Trans. PAS, vol. 102 (1983), no. 10, S. 3358-3369

/33/ P.A. Crossley, P.G. Mc Laren:
Distance protection based on travelling waves.
IEEE Trans. PAS, vol. 102 (1983), no. 9, S. 2971-2981

/34/ J. Schlabbach:
Distanzschutz mit Mikrorechnern.
Dissertation TH Darmstadt (1982), Fachbereich Elektrische Energietechnik

/35/ T.Takagi et al. :
A new algorithm of an accurate fault location for EHV/UHV transnission lines: Part II- Laplace Transform method.
IEEE Trans. PAS, vol. 101 (1982), no. 3, S. 564-571

/36/ J.S. Deliyannides; E.A. Udren:
Design criteria for an integrated microprozessor-based substation protection and control system.
IEEE Trans. PAS, vol. 101 (1982), no. 6, S. 1664-1672

/37/ H.H. Happ
Parallel processing in power systems
Electrical Power and Energy Systems 4 (1982), no. 1, S. 37-41

/38/ G.G. Richards, O.T. Tan:
An accurate fault location estimatior for transmission lines.
IEEE Trans. PAS, vol. 101 (1982), no. 4, S. 945-949

/39/ D.E. Woods, R.D. Serafin:
A multi-microcomputer based distributed front end communications subsystem for a power control center.
IEEE Trans. PAS, vol. 101 (1982), no. 1, S. 180-184

/40/ J. Schlabbach; R. Speh:
Mikrorechner als Distanzschutzrelais für Netze mit Erdschlußkompensation.
etz-Archiv Band 4 (1982), Heft 1, S. 9-14

/41/ P. Bornard, J.C. Bastide:
A prototype of multiprocessor based distance relay.
IEEE Trans. PAS, vol. 101 (1982), no. 2, S. 491-497

/42/ H.J. Herrmann:
Untersuchungen zum Einsatz von Mikrorechnern in der Schutztechnik von Elektroenergiesystemen.
Elektrie 36 (1982), Heft 1, S. 16-19

/43/ Y.Sekine, T.Tamura, H.Yamaguchi, Y.Yamakoschi, J.Makino:
Microprocessors in electric power systems.
Electrical Power and Energy Systems 4 (1982), no. 1, S. 62-70

/44/ K.F. Hoffman:
Development of a multi-microprocessor based substation automated control system.
CIGRE SC 23, Sydney, März 1981

/45/ H. Stimmer:
Analyse von Netzvorgängen mit Hilfe von Mikroprozessoren.
Elektrie 35 (1981), Heft 10, S. 547-551

/46/ M. Paul:
Zum Übergangsverhalten der Fehlerdistanzberechnung mit Mikrorechnern.
E und M 98 (1981), S. 325-330

/47/ H.-J. Koglin, T.Łobos:
Distanzschutz mit Mikrorechnern.
etz-Archiv Band 3 (1981), S. 169-177

/48/ P. Bulaty:
Netzimpedanzmessung für Schutzzwecke.
Bull. SEV/49E 72 (1981), S. 450-452

/49/ K. Tanaka et al. :
Application of microprozessors to the control and protection system at substations.
IEEE Trans. PAS, vol. 99 (1980), no. 1, S. 344-351

/50/ P.W. Davall, G. Au Yeung:
A software design for a computer based impedance relais for transmission line protection.
IEEE Trans. PAS, vol. 99 (1980), no. 1, S. 235-243

/51/ M. Paul:
Netzschutz und Mikroprozessrechner.
E und M (1980), S. 2-6

/52/ E. Buurmann, J. Schaale:
Fehlerorter 7SE1 mit Arithmetikprozessor.
Siemens Energietechnik 2 (1980), S. 118-120

/53/ K. Dräger:
State of the art in computer application on substation level.
CIGRE-Konferenz, Paris (1980), Bericht 34-07

/54/ W.D. Breingan, M.M. Chen, T.F. Gallen:
The laboratory investigation of a digital system for the protection of transmission lines.
IEEE Trans. PAS, vol. 98 (1979), S.350-357

/55/ W.J. Smolinski:
An algorithm for digital impedance calculation using a single pi section transmission line modell.
IEEE Trans. PAS, vol. 98 (1979), S. 1546-1551

/56/ M.M. Chen, W.D. Breingan, T.F. Gallen:
Field experience with a digital system for transmission line protection.
IEEE Trans. PAS, vol. 98 (1979), S. 1796-1804

/57/ H. Strecker, J. Jäger, A. Kumar:
Network protection with a process computer.
Bericht zur CIRED-Konferenz ,Liège, 1979

/58/ J.S. Thorp, A.G. Phadke, S.H. Horowitz, J.E. Beehler:
Limits to impedance relaying.
IEEE Trans. PAS, vol. 98 (1979), S. 246-256

/59/ W. Hadrian:
Einsatz des Prozeßrechners im Distanzschutz.
E und M 96 (1979), S. 112-115

/60/ H.J. Koglin, J. Schlabbach:
Einsatz eines Mikrorechners als Distanzrelais.
3. Int. Konferenz der Technischen Universität Glivice (Polen) 1979

/61/ M. Vitins:
A correlation method for transmission line protection.
IEEE Trans. PAS, vol. 97 (1978), S. 1607-1615

/62/ Y. Miki, Y. Sano, J. Makino:
Study of high-speed distance relay using microcomputer.
IEEE Trans. PAS, vol. 96 (1977), S. 602-613

/63/ A.G. Phadke, M. Ibrahim, T. Hlibka:
Fundamental basis for distance relaying with symmetrical components.
IEEE Trans. PAS, vol. 96 (1977), S. 635-643

/64/ A.G. Phadke, T. Hlibka, M. Ibrahim:
A digital computer system for EHV substations:
Analysis and field tests.
IEEE Trans. PAS, vol. 95 (1976), S. 291-301

/65/ J. Carr, R.V. Jackson:
Frequency domain analysis applied to digital transmission line protection.
IEEE Trans. PAS, vol. 94 (1975), S. 1157-1162

/66/ A.M. Ranjbar, B.J. Cory:
An improved method for the digital protection of high voltage transmission lines.
IEEE Trans. PAS, vol. 94 (1975), S. 544-548

/67/ J.G. Gilbert, R.J. Shovlin:
High speed transmission line fault impedance calculating using a dedicated minicomputer.
IEEE Trans. PAS, vol. 94 (1975), S. 872-879

/68/ G.S. Hope, V.S. Umamaheswaran:
Sampling for computer protection of transmission lines.
IEEE Trans. PAS, vol. 93 (1974), S. 1522-1530

/69/ G.B. Gilcrest, G.D. Rockefeller, E.A. Udren:
High speed distance relaying using a digital computer.
IEEE Trans. PAS, vol. 91 (1972), no. 3, S. 1235-1243

/70/ B.J. Mann, I.F. Morrisson:
Digital calculation of impedance for transmission line protection.
IEEE Trans. PAS, vol. 90 (1971), S. 742-750

/71/ G.D. Rockefeller:
Fault protection with a digital computer.
IEEE Trans. PAS, vol. 88 (1969), S. 438-464

/72/ M. Walter:
Die Entwicklung des selektiven Kurzschlußschutzes.
Elektrizitätswirtschaft 66 (1967) S. 3 17-323

/73/ A. Savitzky, M.J.E. Golay:
Smoothing and differentiation of data by simplified least squares procedures.
Analytical Chemistry 36 (1964), S. 1627- 1639

/74/ Entwurf DIN VDE 0 102, Teil 100, April 1985:
Berechnung von Kurzschlußströmen in Drehstromnetzen.
(Identisch mit IEC-Dokument 73(CO)5)

/75/ Matrizenrechnung in der Energieübertragungstechnik.
Forschungsgemeinschaft für Hochspannungs- und Hochstromtechnik FGH,
Technischer Bericht 1-244 (1979)

/76/ H.-P. Tubandt:
Selektivschutz im Netz - Ein Beitrag zur Versorgungssicherheit.
Vortrag zu ETG Fachtagung in Nürnberg (1983)
ETG Fachbücher Nr. 12

/77/ DIN 66020
Teil 1 : Funktionelle Anforderungen an die Schnittstelle zwischen DEE und DÜE in Fernsprechnetzen. Berlin 198 1
Teil 2 : Funktionelle Anforderungen an die Schnittstelle zwischen DEE und DÜE in Datennetzen. Berlin 1982

Anhang 1

Gleichungen zur Ermittlung der Kurzschlußimpedanz mit zusätzlichen Netzknoten

Nachfolgend werden die Gleichungen zur Berechnung der Kurzschlußimpedanzen angegeben, wie man sie erhält, wenn man die Kurzschlußorte als zusätzliche Netzknoten betrachtet. Da die Vorgehensweise bei unsymmetrischen Fehlerarten generell ähnlich ist (auch bei der Rechnung ohne zusätzliche Netzknoten), wird beim einpoligen Erdkurzschluß die Herleitung mit angegeben, für die anderen Fehlerarten nur die Ersatzschaltung.

A1.1 Einpoliger Erdkurzschluß

Dies ist die häufigste Fehlerart. Es wird wie in Kapitel 4 das Überlagerungsverfahren mit Ersatzspannungsquelle angewendet und die Rechnung jetzt mit symmetrischen Komponenten durchgeführt. Vor dem Kurzschluß soll nur im Mitsystem die Spannung $\underline{E}$ wirksam sein, die anderen Komponentensysteme sind spannungslos. Die Ströme vor dem Kurzschluß werden vernachlässigt. Die Ersatzspannungsquelle mit $\underline{V}_R = -\underline{E}$ wird an der Fehlerstelle in Reihe geschaltet. Das Relais bildet die Meßgröße als $\underline{U}_{R,m}/\underline{I}_{R,mn}$.

Es wird zunächst nur die Wirkung der Ersatzspannungsquelle betrachtet. Man erhält im RST-System am Knoten k folgende Bedingungen:

$$\text{(A1.1)} \quad \Delta\underline{U}_{R,k} = -\underline{E} \qquad \Delta\underline{I}_{S,k} = 0 \qquad \Delta\underline{I}_{T,k} = 0$$

Das ergibt für die Komponentensysteme:

$$\text{(A1.2)} \quad \begin{aligned} \Delta\underline{U}_{1,k} + \Delta\underline{U}_{2,k} + \Delta\underline{U}_{0,k} &= -\underline{E} \\ \Delta\underline{I}_{1,k} = \Delta\underline{I}_{2,k} &= \Delta\underline{I}_{0,k} \end{aligned}$$

Die Komponentensysteme werden also nach Bild A1.1 verbunden.

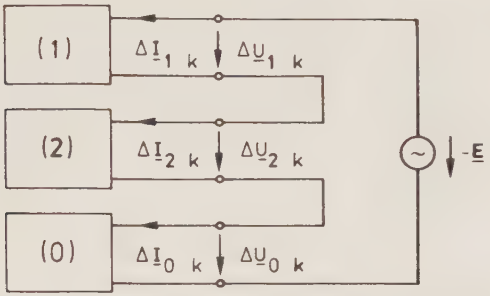


Bild A1.1: Schaltung der Komponentensysteme (am Leiter R ist an der Fehlerstelle die Ersatzspannungsquelle wirksam).

Gl. (4.3) gilt auch in den einzelnen Komponentensystemen:

(A1.3) $$\Delta\underline{U}_k = \underline{z}_{kk} \cdot \Delta\underline{I}_k$$

und damit nach (A1.2):

(A1.4) $$(\underline{z}_{1,kk} + \underline{z}_{2,kk} + \underline{z}_{0,kk}) \cdot \Delta\underline{I}_{1,k} = -\underline{E}$$

Für die Stromkomponenten im Zweig von m nach n erhält man in allen Komponentensystemen:

(A1.5) $$\Delta\underline{I}_{mn} = \frac{1}{\underline{z}_{mn}} \cdot (\underline{z}_{mk} - \underline{z}_{nk}) \cdot \Delta\underline{I}_k$$

Bei den Strömen wird der Anteil vor dem Kurzschluß vernachlässigt. Somit ergibt sich der Fehlerstrom durch die Rücktransformation der Komponentenströme (mit $\underline{z}_{1,mn} = \underline{z}_{2,mn}$)

(A1.6) $$\underline{I}^{(F)}_{R,mn} = \Delta\underline{I}_{1,k} \cdot \Big[\frac{1}{\underline{z}_{1,mn}} \cdot (\underline{z}_{1,mk} - \underline{z}_{1,nk} + \underline{z}_{2,mk} - \underline{z}_{2,nk}) + \frac{\underline{z}_{0,mk} - \underline{z}_{0,nk}}{\underline{z}_{0,mn}} \Big]$$

Bei den Spannungen muß nur im Mitsystem die Spannung $\underline{E}$ vor dem Kurzschluß überlagert werden. Damit kann man die Kompo-

nentenspannungen nach (A1.7) angeben.

$$\underline{U}_{1,m} = \underline{E} + \Delta\underline{U}_{1,m} = \underline{E} + \underline{z}_{1,mk} \cdot \Delta\underline{I}_{1,k}$$

(A1.7)
$$\underline{U}_{2,m} = \underline{z}_{2,mk} \cdot \Delta\underline{I}_{1,k}$$

$$\underline{U}_{0,m} = \underline{z}_{0,mk} \cdot \Delta\underline{I}_{0,k}$$

Daraus erhält man die Spannung $\underline{U}_{R,m}^{(F)}$:

(A1.8)
$$\underline{U}_{R,m}^{(F)} = \Delta\underline{I}_{1,k} \cdot [\underline{z}_{1,mk} + \underline{z}_{2,mk} + \underline{z}_{0,mk} - (\underline{z}_{1,kk} + \underline{z}_{2,kk} + \underline{z}_{0,kk})]$$

Die im Zweig von m nach n im Knoten m gemessene Impedanz bei einpoligem Erdkurzschluß in k ist also rechnerisch:

(A1.9)
$$\underline{z}_{mn,calc}^{(1p)} = \underline{z}_{1,mn} \cdot \frac{\underline{z}_{1,mk} + \underline{z}_{2,mk} + \underline{z}_{0,mk} - (\underline{z}_{1,kk} + \underline{z}_{2,kk} + \underline{z}_{0,kk})}{\underline{z}_{1,mk} - \underline{z}_{1,nk} + \underline{z}_{2,mk} - \underline{z}_{2,nk} + \frac{\underline{z}_{1,mn}}{\underline{z}_{0,mn}} \cdot (\underline{z}_{0,mk} - \underline{z}_{0,nk})}$$

Bei analogen Distanzschutzrelais wird zur Messung nicht $\underline{U}_R/\underline{I}_R$ verwendet, sondern zum Strom $\underline{I}_R$ wird ein Teil des Nullstroms addiert. Dieser Quotient ist dann in der Grundstufe auch bei einpoligen Erdkurzschlüssen gleich der Mitimpedanz der Leitung und die einzustellende Vergleichsgröße kann für alle Fehlerarten gleich gewählt werden. Da dies bei Fehlern außerhalb der Grundstufe und mit Zwischeneinspeisungen nicht mehr möglich ist, wird hier die Meßimpedanz als Quotient Leiterspannung/Leiterstrom angegeben. Bei digitalen Relais bereitet es keine Schwierigkeiten, für unterschiedliche Fehlerarten auch verschiedene Auslöseflächen, bzw. Zuordnungstabellen für Fehlerorte anzugeben.

A1.2 Zweipoliger Kurzschluß ohne Erdberührung

Um die verkettete Spannung aufzuheben, muß die Ersatzspannungsquelle in Bild 4.6 eine Spannung $\underline{V}_{ST} = \underline{U}_T - \underline{U}_S$ aufweisen. Das Relais bilde seine Meßgröße als Quotient $(\underline{U}_T - \underline{U}_S)$ durch $(\underline{I}_T - \underline{I}_S)$. Wenn nur die Quelle $\underline{V}_{ST}$ im Knoten k wirksam ist, erhält man dann folgende Bedingungen im RST-System:

(A1.10) $\Delta\underline{U}_{S,k} - \Delta\underline{U}_{T,k} = \underline{V}_{ST} \qquad \Delta\underline{I}_{T,k} = -\Delta\underline{I}_{S,k} \qquad \Delta\underline{I}_{R,k} = 0$

In den Komponentensystemen wird daraus:

(A1.11) $$\Delta\underline{U}_{1,k} - \Delta\underline{U}_{2,k} = -j\,\frac{\underline{V}_{ST}}{\sqrt{3}} = -\underline{U}^{(B)}_{R,k} = -\underline{E}$$

$$\Delta\underline{I}_{0,k} = 0 \qquad \Delta\underline{I}_{1,k} = \Delta\underline{I}_{2,k}$$

Die zugehörige Ersatzschaltung zeigt Bild A1.2 .

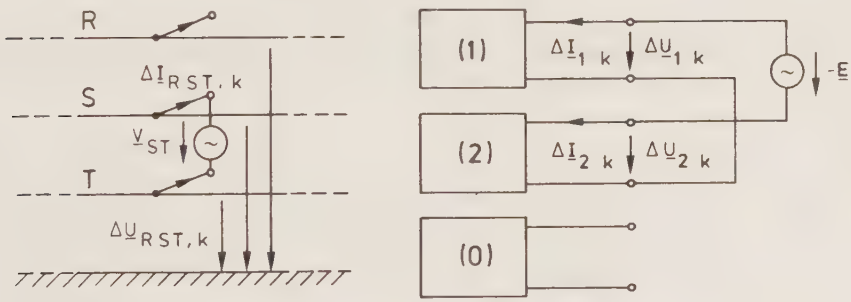


Bild A1.2: Ersatzspannungsquelle bei zweipoligem Kurzschluß und zugehörige Schaltung der Komponentensysteme.

Durch ähnliche Rechnung wie im Fall des einpoligen Erdkurzschlusses erhält man hier die Meßimpedanz als:

(A1.12) $$\underline{Z}^{(2p)}_{mn,calc} = \frac{\underline{U}_{T,m} - \underline{U}_{S,m}}{\Delta\underline{I}_{T,mn} - \Delta\underline{I}_{S,mn}}$$

$$= \underline{Z}_{1,mn} \cdot \frac{\underline{Z}_{1,kk} + \underline{Z}_{2,kk} - (\underline{Z}_{1,mk} + \underline{Z}_{2,mk})}{\underline{Z}_{1,nk} + \underline{Z}_{2,nk} - (\underline{Z}_{1,mk} + \underline{Z}_{2,mk})}$$

A1.3 Zweipoliger Kurzschluß mit Erdberührung

Um hier die verkettete Spannung der Leiter S und T, sowie die Spannung des Leiters T zu Null zu machen, sind zwei Ersatzspannungsquellen nötig (Bild A1.3) mit den Spannungen

$$\underline{V}_{ST} = \underline{U}_T - \underline{U}_S = -j\sqrt{3}\cdot\underline{E} \quad \text{und} \quad \underline{V}_T = -\underline{U}_T = -\underline{a}\cdot\underline{E} \quad (\text{mit } \underline{E} = \underline{U}_R)$$

Die Bedingungen am Knoten k lauten somit im RST-System:

$$\text{(A1.13)} \quad \Delta\underline{I}_{S,k} + \Delta\underline{I}_{T,k} = \Delta\underline{I}_E \quad \Delta\underline{U}_{S,k} - \Delta\underline{U}_{T,k} = \underline{V}_{ST} \quad \Delta\underline{U}_{T,k} = \underline{V}_T$$

Daraus wird im 012-System:

$$\text{(A1.14)} \quad \begin{aligned} \Delta\underline{I}_{1,k} + \Delta\underline{I}_{2,k} + \Delta\underline{I}_{0,k} &= 0 \\ \Delta\underline{U}_{1,k} &= \Delta\underline{U}_{2,k} - \underline{E} \\ \Delta\underline{U}_{2,k} &= \Delta\underline{U}_{0,k} \end{aligned}$$

Die zugehörige Verschaltung der Komponentensysteme zeigt das Bild A1.3 .

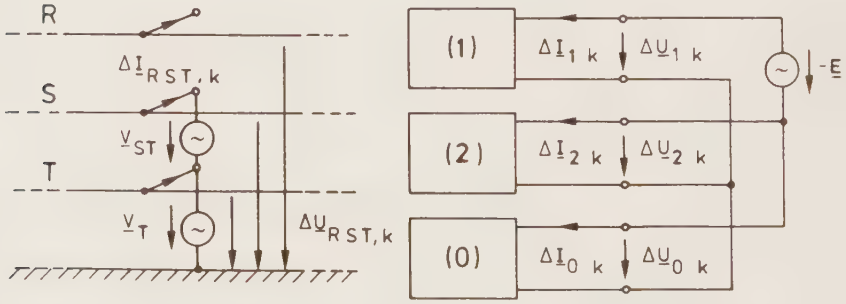


Bild A1.3: Ersatzspannungsquellen im RST-System bei zweipoligem Kurzschluß mit Erdberührung und zugehörige Schaltung der Komponentensysteme.

Nach in diesem Fall etwas ausführlicherer Rechnung ergibt sich die rechnerische Meßimpedanz nach Gl. (A1.15) .

$$(A1.15) \qquad \underline{Z}^{(2pE)}_{mn,calc} = \frac{\underline{U}_{T,m} - \underline{U}_{S,m}}{\Delta\underline{I}_{T,m} - \Delta\underline{I}_{S,m}} =$$

$$\underline{Z}_{1,mn} \cdot \frac{(\underline{Z}_{0,kk} + \underline{Z}_{2,kk}) \cdot \underline{Z}_{1,mk} + \underline{Z}_{0,kk} \cdot \underline{Z}_{2,mk} - (\underline{Z}_{1,kk} \cdot \underline{Z}_{0,kk} + \underline{Z}_{2,kk} \cdot \underline{Z}_{0,kk} + \underline{Z}_{1,kk} \cdot \underline{Z}_{2,kk})}{(\underline{Z}_{0,kk} + \underline{Z}_{2,kk})(\underline{Z}_{1,mk} - \underline{Z}_{1,nk}) + \underline{Z}_{0,kk} \cdot (\underline{Z}_{2,mk} - \underline{Z}_{2,nk})}$$

Für einen Fehlerort am Ende der Leitung von m nach n, also für k = n, erhält man nach Umformen erwartungsgemäß

$$\underline{Z}^{(2pE)}_{mn,calc} = \underline{Z}_{1,mn}$$

Anhang 2

Gleichungen zur Bestimmung der Kurzschlußimpedanz aus der $(KAM)^{-1}$ ohne zusätzliche Knoten (nach /9/)

A2.1 Zweipoliger Kurzschluß ohne Erdberührung

Es wird die Impedanz für das Relais im Knoten m der Leitung von m nach n angegeben. Der Kurzschluß liegt auf der Leitung von u nach v . α ist nach Bild 4.8 die auf die gesamte Leitungslänge bezogene Entfernung von u bis zur Kurzschußstelle k .

Man erhält:

$$\underline{z}^{(2p)}_{mn,calc} = \underline{z}_{1,mn} \cdot \frac{\alpha^2 \cdot \underline{A}_{(1+2)} + \alpha \cdot \underline{B}_{(1+2)} + \underline{C}_{(1+2)}}{\alpha \cdot \underline{D}_{(1+2)} + \underline{E}_{(1+2)}}$$

mit:

$$\underline{A}_{(1+2)} = \underline{z}_{(1+2)uu} + \underline{z}_{(1+2)vv} - 2\underline{z}_{(1+2)uv} - \underline{z}_{1,uv}$$

$$\underline{B}_{(1+2)} = \underline{z}_{(1+2)mu} - \underline{z}_{(1+2)mv} - 2\underline{z}_{(1+2)uu} + 2\underline{z}_{(1+2)uv} + \underline{z}_{1,uv}$$

$$\underline{C}_{(1+2)} = \underline{z}_{(1+2)uu} - \underline{z}_{(1+2)mu}$$

$$\underline{D}_{(1+2)} = \underline{z}_{(1+2)nv} - \underline{z}_{(1+2)nu} + \underline{z}_{(1+2)mu} - \underline{z}_{(1+2)mv}$$

$$\underline{E}_{(1+2)} = \underline{z}_{(1+2)nu} - \underline{z}_{(1+2)mu}$$

Die Indizes (1+2) bedeuten, daß die Summe aus den entsprechenden Elementen der invertierten Knotenadmittanzmatrizen einzusetzen ist, d.h. $\underline{z}_{(1+2)uu} = \underline{z}_{1,uu} + \underline{z}_{2,uu}$.

A2.2 Einpoliger Erdkurzschluß

Bei Verwendung von Leiterstrom und Leiterspannung als Meßgrößen erhält man hier:

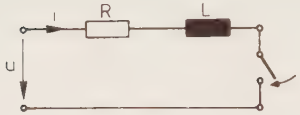
$$\underline{Z}_{mn,calc}^{(1p)} = \underline{Z}_{1,mn} \cdot \frac{\alpha^2 \cdot \underline{A}_{(1+2+0)} + \alpha \cdot \underline{B}_{(1+2+0)} + \underline{C}_{(1+2+0)}}{\alpha \cdot \underline{D}_{(1+2)} + \underline{E}_{(1+2)} + \frac{\underline{Z}_{1,mn}}{\underline{Z}_{0,mn}} \cdot (\alpha \cdot \underline{D}_{(0)} + \underline{E}_{(0)})}$$

Die Abkürzungen $\underline{A}$ bis $\underline{E}$ gleichen denen beim zweipoligen Kurzschluß. Der Index (1+2+0) bedeutet eine Aufsummierung der entsprechenden Impedanzen aller drei Komponentensysteme. Der Index (0) erklärt sich entsprechend.

Anhang 3

Die A4-Methode zur Impedanzbestimmung

Die A4-Methode ist in /47/ dargestellt. Man geht von der Differentialgleichung einer einfachen Leitungsnachbildung mit einer Induktivität und einem Widerstand aus.



$$u = R \cdot i + L \cdot \frac{di}{dt}$$

Die Abtastung der Strom- und Spannungswerte soll gleichzeitig in festen Zeitabständen Δt erfolgen. Das dazugehörige Winkelintervall ist dann:

(A3.1) $$\delta = \omega \cdot \Delta t$$

Stehen vier Abtastwerte von u(t) und i(t) in den Zeitpunkten t_1 bis t_4 zur Verfügung, so lassen sich die zu den Spannungswerten u_2 und u_3 gehörigen Ableitungen des Stroms annähern als

(A3.2) $$i'_2 = \frac{i_3 - i_1}{2 \cdot \Delta t} \qquad \text{bzw.} \qquad i'_3 = \frac{i_4 - i_2}{2 \cdot \Delta t}$$

Mit vier Abtastwerten für den Strom und zwei für die Spannung kann man zwei Gleichungen für die Unbekannten R und L angeben, die damit bestimmt werden. Für rein sinusförmige Größen läßt sich durch Vergleich mit den exakten Ableitungen zeigen, daß der Fehler durch die Näherung (A3.2) mit Hilfe eines Korrekturfaktors ausgeglichen werden kann.

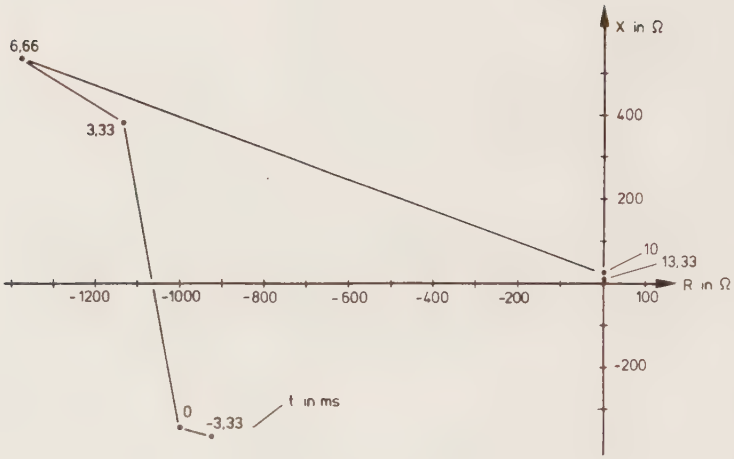
Die endgültigen Gleichungen der A4-Methode lauten dann:

(A3.3)

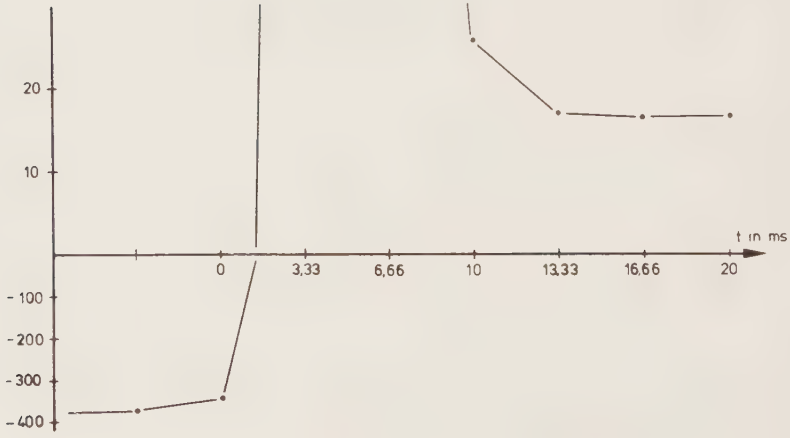
$$R = \frac{u_2\cdot(i_4-i_2) - u_3\cdot(i_3-i_1)}{i_2\cdot(i_4-i_2) - i_3\cdot(i_3-i_1)} \qquad X = \frac{2\cdot\sin\delta\cdot(u_3i_2-u_2i_3)}{i_2\cdot(i_4-i_2) - i_3\cdot(i_3-i_1)}$$

Wie man sieht, ist der nötige Rechenaufwand recht gering, zumal einige Differenzen und die beiden Nenner nur einmal bestimmt werden müssen. Ein Vorteil aller Verfahren, die von der Differentialgleichung der Leitung ausgehen, ist der Fortfall von Störungen durch das Gleichglied. Dieses ist bereits im zugrundeliegenden Ansatz berücksichtigt.

Die Bilder A3.1 und A3.2 zeigen das Übergangsverhalten der A4-Methode nach Kurzschlußeintritt bei zwei verschiedenen Abtastfrequenzen. Die Messungen wurden am Drehstrom-Netzmodell durchgeführt (siehe Kapitel 6). Bei Bild A3.1 floß vor dem Fehler im wesentlichen Wirkstrom, bei Bild A3.2 nur ein kleiner kapazitiver Blindstrom. Die Werte vor dem Fehler sind im zweiten Fall sehr uneinheitlich, da der kleine Strom nicht mehr ausreichend genau aufgelöst werden kann. Interessant ist, daß sich durch die höhere Abtastfrequenz von 16 statt 6 Abtastungen pro Periode kaum ein Vorteil für die mögliche Kommandozeit ergibt. Man erhält zwar deutlich schneller Werte in der richtigen Größenordnung, die aber aufgrund von transienten Vorgängen noch stark schwanken. Ein Bandbereich von $\pm$5% wird in beiden Fällen nach etwa 13 ms erreicht. Die gezeigten Beispiele sind willkürlich ausgewählt. Es wird aber deutlich, daß ein Geschwindigkeitsvorteil mit höheren Abtastfrequenzen nur zum Tragen kommt, wenn die transienten Vorgänge analog oder digital gut unterdrückt werden.



a) In der komplexen Ebene



b) Reaktanz über der Zeit

Bild A3.1: Übergangsverhalten der A4-Methode bei 6 Abtastungen pro Periode. Der Kurzschluß ist zwischen t = 0 und t = 3,33 ms eingetreten.

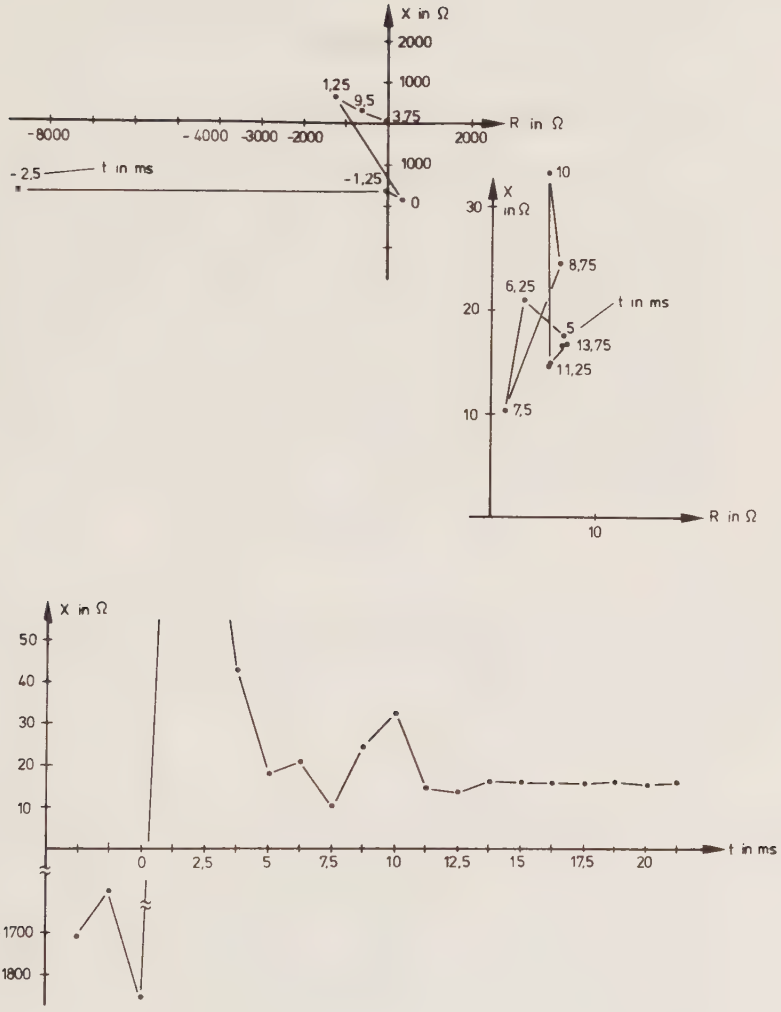


Bild A3.2: Entsprechend Bild A3.1, nur mit 16 Abtastungen pro Periode.

Anhang 4

Fourier-Analyse zur Impedanzbestimmung

Bei diesem Weg werden zunächst die komplexen Zeiger von Strom und Spannung bestimmt, woraus man dann recht leicht die Impedanz gewinnen kann. Um Real- und Imaginärteil der Zeiger zu erhalten, werden die Abtastwerte einer Periode von Strom und Spannung gewichtet und der Mittelwert über eine Periode gebildet. Als Gewichtungsfaktoren dienen dabei die Werte, die eine Sinus- (z.B. für Realteil) bzw. eine Cosinusfunktion (z.B. für Imaginärteil) zu Zeitpunkten im Abstand des gewählten Abtastintervalls über eine Periode hinweg annimmt, also z.B.

$$(A4.1) \qquad \mathrm{Re}\left\{\underline{I}\right\} = 1/N \cdot \sum_{k=1}^{N} i(t_k) \cdot \sin \omega t_k$$

Dieses Vorgehen wird leicht verständlich, wenn man die Abtastfrequenz gegen Unendlich gehen läßt. Dann wird diese Operation zur Faltung, sie läßt sich durch den Ausdruck

$$(A4.2) \qquad 1/T \cdot \int i(t-\tau) \cdot \sin\omega\tau \cdot d\tau$$

beschreiben. Der Faltung im Zeitbereich entspricht die Multiplikation der Spektralfunktionen im Frequenzbereich. Die Spektralfunktion einer Sinus-Periode zeigt einen Verlauf wie in Bild 2.2a. Wie man erkennt, wird bei der Verarbeitung nach (A4.1) die Grundschwingung durchgelassen, andere im Signal vorhandene Frequenzen aber deutlich unterdrückt. Läßt man den Koeffizientensatz "mitwandern", was vorteilhaft so geschieht, daß man in (A4.1) den neuesten Summanden addiert und den ältesten subtrahiert, so erhält man konstante Werte für Real- und Imaginärteil, die leicht in die Zeiger umgerechnet werden können.

Literaturstellen, in denen Algorithmen dieser Art beschrieben sind, finden sich in Abschnitt 2.3.2 .

Lebenslauf

Reiner Kolb
geb. am 21.10.1952 in Seibelsdorf

Eltern: Konrad Kolb und Johanna Kolb, geb. Gareis

Schulen: 1958-1964 Volksschule in Seibelsdorf
1964-1973 Kaspar-Zeuß-Gymnasium Kronach
Abitur im Mai 1973

Studium: WS 1973/74 bis SS 1974
Studium der Elektrotechnik
an der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen

Wehrdienst: Okt. 1974 bis Dez. 1975

WS 1975/76 bis WS 1979/80
Fortsetzung des Studiums in Erlangen
mit Schwerpunkt auf Antriebs-, Energie- und Regelungstechnik.
Diplomprüfung im April 1980

Beruf: Seit dem 1.7.1980 Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung der Universität Erlangen

MIKROFILMSERVICE SELESCH DRUCK & VERLAG
Fliederweg 6 8521 Langensendelbach Telefon:09133/3338